

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
институт
Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 – Нефтегазовое дело
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
код – наименование направления

Проект установки подготовки нефти производительностью 10,8 млн
тонн в год на базе ванкорской нефти
тема

Руководитель _____ кандидат технических наук, доцент Е.В. Безверхая
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ С.А. Тюменцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:

Консультанты по разделам:

Безопасность и экологичность проекта	<u> </u> подпись	<u> </u> дата	Е.В. Мусияченко инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u> </u> подпись	<u> </u> дата	О.В.Помолотова инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

институт

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работы

Студенту Тюменцеву Сергею Александровичу
фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-04 Направление (специальность) 21.03.01.02
номер код

Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Проект установки подготовки нефти производительностью 10.8 млн. тонн в год на базе ванкорской нефти

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР: Е.В. Безверхая, кандидат технических наук, доцент,
кафедра РЭНГМ, ИНиГ СФУ
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю

Перечень разделов ВКР: 1.Геолого-физическая характеристика месторождения, 2 Технологические решения, 3 Системы управления химико – технологическим процессом, 4 Безопасность и экологичность проекта, 5 Основные технико-экономические показатели.

Руководитель ВКР _____
подпись

Е.В. Безверхая
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____
подпись

С.А. Тюменцев
инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2016г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Проект установки подготовки нефти производительностью 10,8 млн. тонн в год на базе ванкорской нефти» содержит 122 страницы текстового документа, 28 использованных источников, 2 листа графического материала.

НЕФТЬ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ЭМУЛЬСИЯ, СЕПАРАТОР, ЭЛЕКТРОКОАГУЛЯТОР, ПРОЦЕСС ОБЕЗВОЖИВАНИЯ, ПРОБКОУЛОВИТЕЛЬ.

Объектом исследования является установка подготовки нефти, для подготовки ванкорской нефти к товарному виду.

Цели работы: предварительная обработка нефти с целью понижения затрат на ее переработку.

В результате проведения экологического аудита было рассчитано оборудование для установки подготовки нефти, подобраны средства автоматизации.

Рассчитана экономическая эффективность предложенной установки подготовки нефти и срок ее окупаемости.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Технико-экономическое обоснование	7
1. Геологическая часть.....	8
1.1. Общие сведения о месторождении.....	8
1.2. Нефтегазоносность разреза.....	11
1.3. Коллекторские свойства продуктивных коллекторов	13
1.4. Физико-химические свойства нефти, газа и воды.....	15
1.5. Запасы нефти и газа.....	18
2 Технологические решения	21
2.1 Теоретические основы процесса.....	21
2.1.1 Химизм процесса стабилизации нефти.....	21
2.1.2 Химизм процесса обезвоживания и обессоливания нефти.....	24
2.1.3 Основные факторы и их влияние на процесс.....	26
2.1.4 Характеристика исходного сырья, полуфабрикатов и готовой продукции.....	28
2.1.5 Характеристика хим реагентов.....	30
2.2 Обоснование выбора варианта переработки нефти и технологической схемы установки подготовки нефти.....	31
2.2.1 Разработка и обоснование технологической схемы установки....	31
2.2.2 Материальный баланс по топливному варианту с глубокой переработкой нефти.....	34
2.3 Характеристики установок по переработке нефти	42
2.3.1 Установка обессоливания и обезвоживания нефти.....	42
2.3.2 Установка атмосферно-вакуумной перегонки.....	42
2.3.3 Установка каталитического риформинга.....	42
2.3.4 Установка гидроочистки керосина и дизельного топлива.....	42
2.3.5 Газофракционирующая установка.....	43
2.3.6 Установка каталитической изомеризации пентана и гексана	44
2.3.7 Битумная установка непрерывного действия.....	43
2.3.8 Установка гидрокрекинга в стационарном слое катализатора.....	44
2.3.9 Установка каталитического крекинга.....	44
2.3.10 Установка замедленного коксования.....	44
2.3.12 Установка производства серы.....	44
2.3.13 Установка для производства водорода.....	44
2.4 Описание технологической схемы установки.....	44
2.5 Расчет оборудования установки подготовки нефти	46
2.5.1 Расчет пробкоуловителя.....	46
2.5.2 Расчет путевого подогревателя	48
2.5.3 Расчет дегазатора.....	63
2.5.4 Расчет электрокоагулятора.....	63
2.5.5 Расчет ПТБ.....	64
2.5.6 расчет резервуарного парка установки.....	76

3	Системы управления химико – технологическим процессом	79
3.1	Обоснование выбора параметров контроля, регулирования, управления и сигнализации	79
3.2	Выбор и обоснование приборов и средств автоматизации.....	81
4	Безопасность и экологичность проекта	84
4.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	84
4.2.	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	85
4.3	Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	86
4.4	Обеспечение безопасности технологического процесса.....	87
4.5	Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	88
4.6	Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	90
4.7	Экологичность проекта.....	91
5	Основные технико-экономические показатели	93
5.1	Планирование производства	93
5.1.1	Режим работы цеха эффективный фонд времени работы оборудования.....	93
5.1.2	Расчёт производственной программы.....	95
5.2	Расчет стоимости основных фондов.	95
5.2.1	Расчёт стоимости зданий и сооружений.....	95
5.2.2	Расчёт стоимости технологического оборудования, транспортных средств, инструмента и инвентаря	96
5.3	Расчет численности персонала.....	98
5.4	Расчет фондов заработной платы персонала.....	104
5.4.1	Расчет фонда зарплаты рабочих.....	108
5.4.2	Расчёт фонда зарплаты цехового персонала.....	108
5.5	Планирование себестоимости продукции.....	109
5.5.1	Расчёт сметы расходов по содержанию и эксплуатации оборудования.....	110
5.6	Расчет себестоимости продукции.....	111
5.7	Планирование прибыли.....	114
5.7.1	Расчёт прибыли от реализации продукции	114
5.7.2	Расчет эффективности производства.....	116
	Заключение.....	119
	Список использованной литературы.....	120

ВВЕДЕНИЕ

Добываемая на промыслах нефть, помимо растворенных в ней газов, содержит некоторое количество примесей - частицы песка, глины, кристаллы солей и воду. Содержание твердых частиц в неочищенной нефти обычно не превышает 1,5%, а количество воды может изменяться в широких пределах. С увеличением продолжительности эксплуатации месторождения возрастает обводнение нефтяного пласта и содержание воды в добываемой нефти. В нефти, поступающей на переработку, должно быть не более 0,3% воды. Присутствие в нефти механических примесей затрудняет ее транспортирование по трубопроводам и переработку, вызывает эрозию внутренних поверхностей труб нефтепроводов и образование отложений в теплообменниках, печах и холодильниках, что приводит к снижению коэффициента теплопередачи, повышает зольность остатков от перегонки нефти (мазутов и гудронов), содействует образованию стойких эмульсий. Кроме того, в процессе добычи и транспортировки нефти происходит весомая потеря легких компонентов нефти (метан, этан, пропан и т.д., включая бензиновые фракции) – примерно до 5% от фракций, выкипающих до 100°C. С целью понижения затрат на переработку нефти, вызванных потерей легких компонентов и чрезмерный износ нефтепроводов и аппаратов переработки, добываемая нефть подвергается предварительной обработке.

Для сокращения потерь легких компонентов осуществляют стабилизацию нефти, а также применяют специальные герметические резервуары хранения нефти.

Разрушение нефтяных эмульсий осуществляют механическими, химическими и электрическими способами.

Целью данной работы является проектировка установки подготовки нефти производительностью 10800000 тонн в год на базе ванкорской нефти.

1 Технико-экономическое обоснование

Нефтеперерабатывающий завод, в который входит проектируемая установка подготовки нефти, является предприятием топливного направления, перерабатывающий Ванкорскую нефть. Нефть отличается большим содержанием легких фракций, имеет низкий индекс вязкости на основании чего выбран вариант глубокой переработки, позволяющий увеличить выход светлых продуктов.

Установка подготовки нефти предназначена для удаления солей и воды из нефти, а также стабилизации нефти с целью выделения легких углеводородов C_1-C_4 и легких бензиновых фракций.

Мощность установки по сырью 10,8 млн. тонн/год.

Основные технико-экономические показатели приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Техничко – экономические показатели

Наименование	Показатели
1	2
1. Годовой выпуск продукции:	
а) в натуральном измерении (т, шт., м.кв. и т.д.)	10800000
б) в денежном измерении, тыс.руб.	64800000
2. Численность персонала:	
а) всего	51
б) рабочих	45
3. Производительность труда, тыс.руб.	1270588,23
4. Себестоимость единицы продукции, руб.	5913,9355
5. Себестоимость годового выпуска, тыс.руб.	63870503,739746
6. Стоимость основных фондов, тыс.руб.	3499352
7. Фондоотдача, руб.	18,51
8. Затраты на рубль товарной продукции, руб.	0,98
9. Прибыль от реализации, тыс.руб.	929496,260254
10. Рентабельность производства, %	24,14
11. Срок окупаемости предприятия, лет	4,7

1.ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Общие сведения о месторождении

Ванкорское газонефтяное месторождение открыто в 1988 году и административно расположено на территории Туруханского района Красноярского края и лишь его северная часть частично находится на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Владелец лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка является ООО «Таймырнефть» (лицензия ДУД № 10891 НР от 16.05.2000г.) (рис. 1.1). В настоящее время деятельность на территории Северо-Ванкорского участка осуществляет ЗАО «Ванкорнефть», на основании агентского соглашения между ним и недропользователем.

Рельеф местности равнинный (преобладающие высоты 20-60 м, макс. 100м). Значительная площадь ее сильно заболочена, имеются многочисленные озера. Поверхность равнины плоская и лишь изредка возвышаются одиночные холмы(сопки) высотой до 100 м. Вершины холмов округлые или плоские, склоны расчленены густой сетью речных долин.

Район изобилует реками и озерами. Наиболее крупной рекой в районе работ является р. Лодочная, протекающая в 1 км на юго-восток от места заложения скважины. Р. Лодочная является притоком р. Большая Хета, не судоходна, ширина до 50 м, глубина от 0,3 до 2 м, скорость течения 0,3-0,5 м/сек. Самые крупные озера имеют площадь 15-20 км². Берега озер низкие, дно песчаное или вязкое, вода в них пресная. Снабжение буровой питьевой и технической водой будет осуществляться из ближайшего озера, расположенного в 300 м.

По данным Игарской научно-исследовательской мерзлотной станции Сибирского отделения АН РФ, основанным на температурных замерах в поисковых и разведочных скважинах Ванкорского и Сузунского

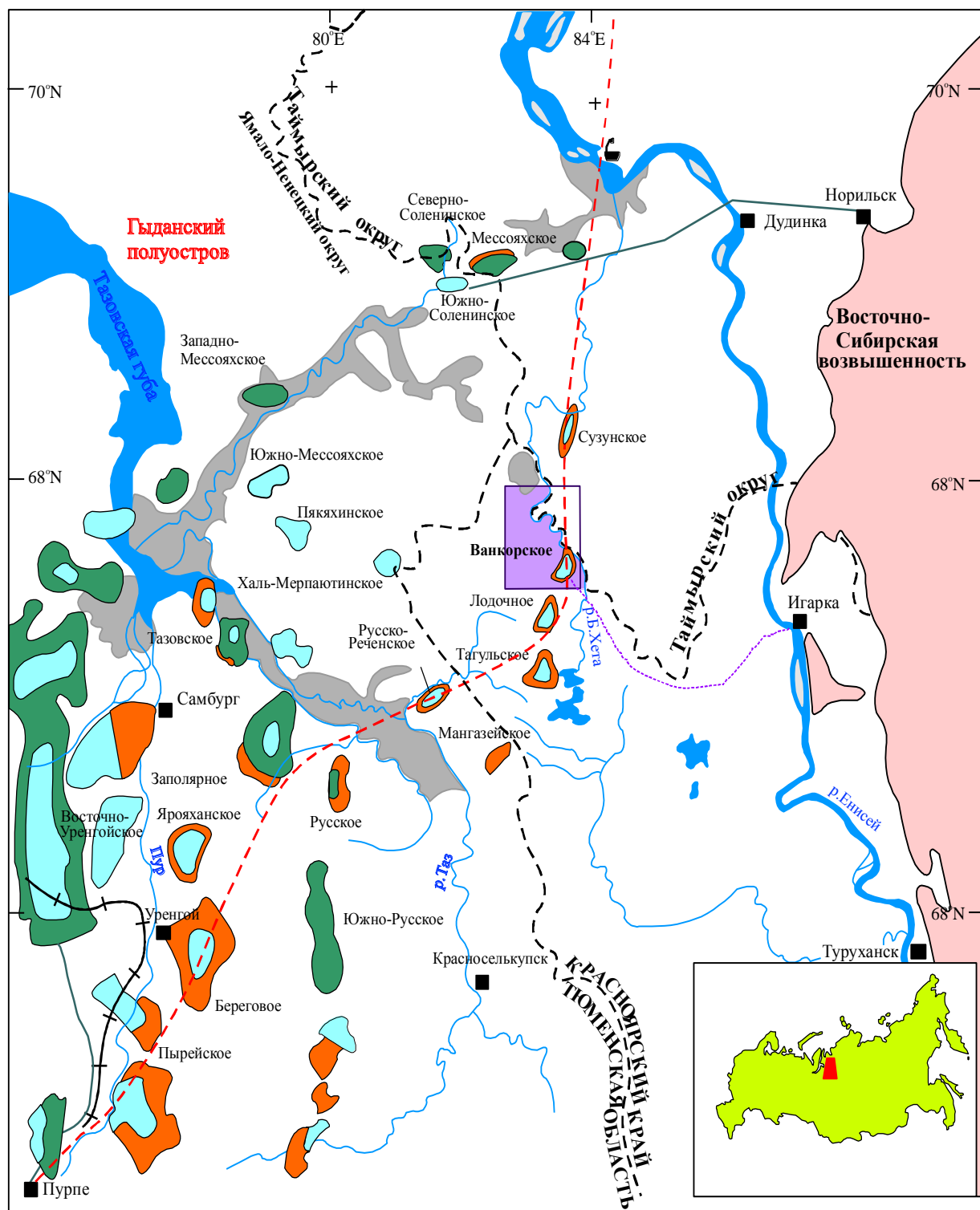
месторождений определено, что толщина многолетнемерзлых пород на лицензионном участке составляет 470-575 м, при средней их температуре - 2,5°C. Температурный режим верхнего слоя грунтов формируется исключительно под влиянием современных условий теплообмена в системе грунт-атмосфера. Особая роль в этом принадлежит толщине снежного покрова. Исследования показали, что при средней толщине снега 64 см среднегодовая величина отепляющего влияния снежного покрова составляет около 7°C при средней многолетней температуре этого региона -8,7°C.

Величина геотермического градиента ниже зоны отрицательных температур составляет 2,37-2,78 °C/100 м. Прогнозная температура пород на глубинах 2 км и 3 км соответственно равна 44°C и 68°C.

Растительный и животный мир характерен для зоны лесотундры. Деловой древесины в районе работ нет. Площадь сельхозугодий менее 20 %.

Климат района арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха отрицательная: -10, -11 °C. Наиболее теплый месяц года - июль, средняя температура воздуха в июле +16°C, в отдельные дни до +30°C. Наиболее холодные месяцы - январь, февраль, средняя температура -26°C, а в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C.

Ванкорское месторождение рассматривается как первоочередной объект создания нового центра нефтедобывающей промышленности на севере Красноярского края и от скорейшего его вовлечения в промышленную разработку зависит развитие нефтяной промышленности края в целом.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	Болота		Лицензионная территория СП "Енисейнефть"
	Действующий газопровод		Сухой газ
	Проектируемый нефтепровод		Газовый конденсат
	Железная дорога		Нефть
	Зимняя дорога		

Рисунок 1.1 - Обзорная карта района месторождения.

1.2. Нефтегазоносность разреза

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты Дл-I) яковлевской свиты (пласты Як-1, Як-II-VII) и нижнехетской свиты (пласт Нх-I, Нх-III-IV).

Технологической схемой разработки месторождения предусматривается разбуривание залежей пластов Як-II-VII, Нх-I, Нх-III-IV.

Залежь пласта Як-II-VII. Залежь пласта Як-II-VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах. На Северном куполе в скважине СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 м³/сутки на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654-1658, 1646-1651 и 1638-1642 м получен приток газа дебитом 205,7 тыс.м³/сут. на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10 в интервале 1640-1688 м, был получен притоки нефти дебитом 21,7 – 74 м³/сут, а из нижнего объекта - нефть с водой дебитом 36 и 4,2 м³/сут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 м³/сут получен из интервала 1686 – 1700 м, на штуцере 6мм при депрессии 11,6 МПа.

Эффективные толщины рассматриваемого пласта колеблются в пределах 51-71м, сокращаясь к крыльям структуры при высоком коэффициенте расчлененности. Количество песчаных прослоев по скважинам достигает 17-20. Вскрытые газонасыщенные толщины составляют 0,8-18,5м, нефтенасыщенные – 12,1-30,7м. Водонефтяной контакт был принят на отметке $-1643 \pm 2,8$ м, а ГНК - -1601 м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26 х 9 км, высота – 70 м.

Залежь пласта Нх-I. Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6 скважинах. На Северном куполе в скважине СВ-1 приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти

составили 35,7 – 49,6 м³/сут на штуцере 9 и 6 мм.

Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30 x 10 км, высотой 85 м. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора–2635 м, установленной по данным ГИС.

В сводовой части залежи нефтенасыщенный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках –2543-2565 м, а на крыльях и периклиналях – -2614-2620 м. Эффективные толщины песчаных прослоев составляют 0,2 – 3,8 м, при суммарных значениях – 1,0 – 11,0 м.

Залежь пластов Нх-III–IV Газонефтяная залежь пластов Нх-III–IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2725-2785 м на абсолютных отметках –2670-2729 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт принят на абсолютных отметках минус 2753 м– 2760 м, газо-водяной контакт принят на отметках минус 2721- 2927 м.

В пределах Северного купола опробована скважина СВ-1, в которой из интервалов 2755-2761 и 2768-2777 получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 м³/сут на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в 4^х скважинах (ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10). Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 м³/сут (скв.ВН-5), 182,5 м³/сут (скв.ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. м³/сут на шайбе 9 мм (скв. ВН-4).Размеры залежи 22 x 7 км, высота газовой шапки около 70м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м. Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения предполагается бурение кустовых наклонно направленных и горизонтальных скважин.

1.3. Коллекторские свойства продуктивных коллекторов

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Коллекторы горизонта Як-III-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2%, а средняя проницаемость – 300,3 мД. Средняя величина водонасыщенности – 32,9% .

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керна не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I,III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9%, а средняя проницаемость – 50,1 мД. Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% .

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8%, средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8%.

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-

алевролитовые отложения.

Характеристика коллекторских свойств пород по данным керна и ГИС и статистические показатели неоднородности приведены в таблице 1

Смачиваемость пород определялась методом адсорбции на 40 образцах керна из скважины СВ-1 и 20 образцах из скважины ВН-9. По данным экспериментов коэффициент смачиваемости изменялся от 0 (фильность) до 1 (фобность). Все исследованные образцы являлись преимущественно фильными:

	коэффициент смачиваемости
Песчаники	0,02 – 0,39
Алевролиты	0,01 – 0,21
Аргиллиты	0,01 – 0,06

Вытеснения нефти исследовалась на насыпных моделях, для которых использовался дезинтегрированный керн из скважины ВН-9. Моделировались термобарические условия залегания продуктивных пластов яковлевской и нижнехетской свит. Вытеснение нефти производилось моделью пластовой воды и газом. По результатам исследования можно сделать вывод что с ростом проницаемости модели коэффициент вытеснения увеличивается.

Средневзвешенные значения проницаемости нефтегазонасыщенных частей пластов Як-II-VII, Нх-I, Нх-III-IV оцениваются величиной 150, 10 и 500 мд соответственно. Этим значениям проницаемости отвечают величины коэффициентов вытеснения (при вытеснении водой) равные 0,575; 0,500; 0,720.

1.4. Физико–химические свойства нефти и газа

Глубинные пробы в пределах месторождения были отобраны в 7 скважинах. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII. По Нх-I была отобрана одна проба в скважине Внк-10. По пласту Нх-III-IV были отобраны 7 проб по четырем скважинам. По пласту Як-III-VII отобрано 5 проб из трех скважин, все пробы являются представительными.

Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 1.1 По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх-III-IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,677-0,742 г/см³ (среднее значение - 0,701), вязкость динамическая 0,74-4,76 мПа*с (среднее - 0,90), газосодержание 116,1-156,81 м³/ м³ (среднее - 140,02), давление насыщения 18,2-24,62 МПа (среднее — 20,67), объемный коэффициент 1,25-1,45 (среднее 1,38).

Плотность насыщенной газом нефти по глубинным пробам пласта Як-III-VII составляет 0,815-0,851 г/см³ (среднее значение - 0,827), вязкость динамическая 8,8-20,79 мПа*с (среднее - 17,27), газосодержание 23,51-48,42 м³/ м³ (среднее - 37,13), давление насыщения 7,18-15,44 МПа (среднее — 10,92), объемный коэффициент 1,057-1,148 (среднее 1,1). Практически по всем продуктивным пластам производился отбор поверхностных проб нефти. При наличии фонтанирующих притоков пробы отбирались из мерной емкости, либо из газосепаратора. При непереливающих притоках - желонкой с уровня или при промывке. Всего проанализировано 15 проб из 6 скважин.

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-I в среднем составляет 0,829 г/см³. Нефть малосернистая (0,08-0,36%, в среднем 0,22%), малосмолистая (3,05-4,4%, в среднем 3,72%), парафиновая (2,0-4,8%, в среднем 3,4%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-III-IV в среднем составляет 0,850 г/см³. Нефть малосернистая (0,01- 0,176%, в среднем

0,112%), малосмолистая (3,66-7,35%, в среднем 6,51%), парафиновая (2,17-5,66%, в среднем 3,33%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Як-III-VII в среднем составляет 0,906 г/см³. Нефть малосернистая (0,09- 0,37%, в среднем 0,21%), малосмолистая (6,89-12,72%, в среднем 9,59%»), малопарафиновая и парафиновая (0,47-2,7%, в среднем 1,5%).

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа изучены при исследовании глубинных проб нефти в 5 скважинах по 10 объектам. Содержание метана в растворенном газе продуктивного пласта Як-III-VII составляет 82-95%. Растворенный газ пласта - содержит 80-87% метана и относится к классу полужирных по данным исследования скв. Внк-9. По данным исследования скв. СВнк-1, газ, растворенный в нефти пласта Нх-III-IV северного купола, на 96% состоит из метана и является сухим.

Пробы свободного газа отбирались при исследовании скважин на устье, либо из газосепаратора, в двух скважинах отобрано 4 пробы.

Свободный газ продуктивного пласта Нх-III-IV относится к классу полужирных, содержание метана составляет 88-91%, содержание тяжелых углеводородов до гексана включительно 7-10%.

Полученные при лабораторных исследованиях величины давления насыщения нефти газом для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV оказались заметно ниже величин соответствующих пластовых давлений. Это можно объяснить частичной потерей газа при отборе и транспортировке глубинных проб. По этой причине для целей оценки запасов и технологических ресурсов величины давления насыщения были приняты равными пластовому давлению на ГНК, а значения газосодержания и объемного коэффициента пересчитаны на основе корреляции между газосодержанием, давлением насыщения и объемным коэффициентом.

Таблица 1.1 Свойства пластовой нефти

Свойства пластовой нефти			
Наименование	Продуктивные пласты		
	Як-II-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Давление насыщения газом, МПа	11,6	19,0	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, $\text{м}^3/\text{м}^3$	25,3	115,5	109,8
$\text{м}^3/\text{т}$	28	139,0	128,0
Объемный коэффициент при $R_{пл}$ и $t_{пл}$			
-однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,30
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,21	1,54	1,27
Объемный коэффициент при $R_{нас}$ и $t_{пл}$			
-однократное разгазирование, доли ед.			1,31
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	-	-	1,28
Плотность пластовой нефти при $R_{нас}$ и $t_{пл}$, $\text{г}/\text{см}^3$			
-однократное разгазирование	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при 20°C , $\text{г}/\text{см}^3$	-	-	0,75
Вязкость пластовой нефти при $R_{пл}$ и $t_{пл}$, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	24,4	0,98	1,1

1.5 Запасы нефти и газа

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов. Запасы находящиеся на балансе ЗАО «Ванкорнефть» представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Запасы нефти по пластам млн.т.

	Як III-VII	Нх I	Нх III-IV
Запасы геологические	695,7	129,2	366,7
Запасы извлекаемые	323	47,9	149,3
Итого по месторождению	1191,6		

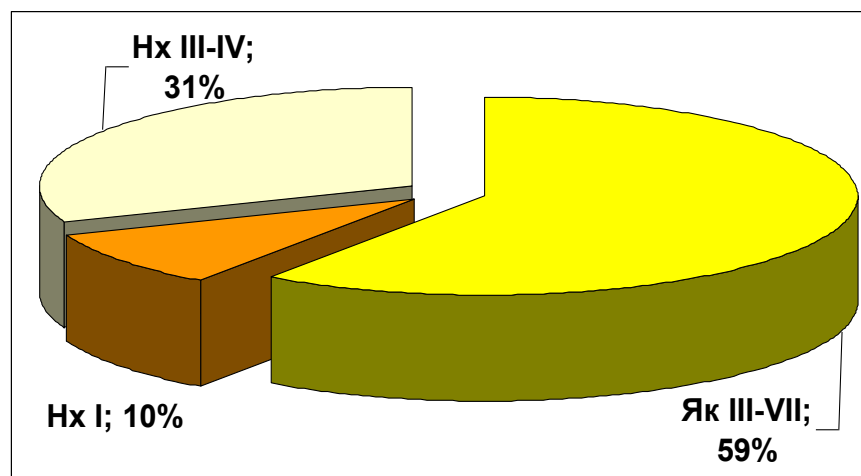


Рисунок 1.2 - Процентное содержание запасов по пластам

Таблица 1.3 - Геолого-физическая характеристика разрабатываемых пластов

Геолого-физическая характеристика разрабатываемых пластов.			
Пласты	Як III-VII	НХ I	НХ III-IV
Тип коллектора	Теригенный, поровый	Теригенный, поровый	Теригенный, поровый
Средняя глубина залегания, м	1670	2670	2780
Площадь, тыс. м2	271480	384920	301410
Нефтенасыщенная толщина, м	19,1	6,3	17,3
Газонасыщенная толщина, м	5,9	-	16,5
Проницаемость, мД	480	20	240
Средняя пористость, доли. ед.	0,27	0,2	0,2
Начальное пластовое давление, атм.	159	254	271
Давление насыщения, атм.	159	254	271
Газосодержание, м3/т	61	202	211
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12	1,422	1,458
Плотность нефти (с.у.), кг/м3	902	823	845
Вязкость нефти (п.у.), сПз	8,9	0,7	0,7
Плотность газа (с.у.), кг/м3	0,7	0,84	0,89
Содержание парафинов в нефти, % масс.	0,9	7	4,6
Содержание смол в нефти, % масс.	7	3,4	5,8
Содержание асфальтенов в нефти, % масс.	0,1	<0,1	0,1
Содержание серы в нефти, % масс.	0,2	0,1	0,1
Геологические запасы нефти / газоконденсата, млн.т.	695,7	129,2	366,7 / 8,8
Извлекаемые запасы нефти / газоконденсата, млн.т.	323	47,9	149,3 / 4,8
Геологические запасы свободного газа, млрд. м3	8,8	-	39,5

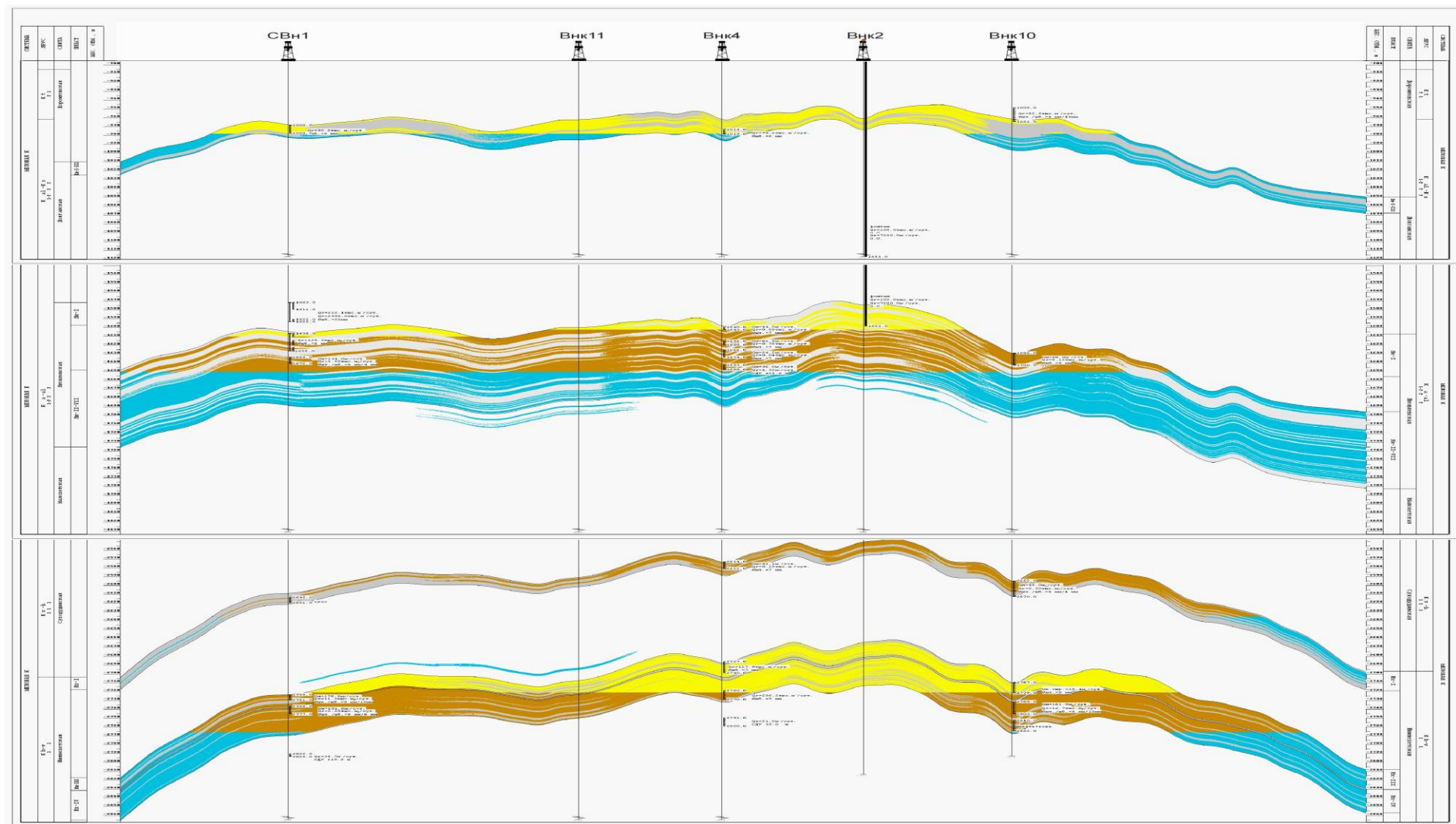


рисунок 1.3 - Стратиграфический разрез

2 Технологические решения

2.1 Теоретические основы процесса

Подготовка нефти включает в себя два основных процесса:

- стабилизация нефти
- обезвоживание и обессоливание

2.1.1 Процесс стабилизации нефти

Она проводится с целью выделения легких углеводородов C_1 – C_4 и легких бензиновых фракций (во избежание их потерь и загрязнения атмосферы перед их транспортировкой на НПЗ, а также для использования как топлива). Извлекаются и балластовые газы H_2S , CO_2 , N_2 .

Получить абсолютно стабильную нефть, т. е. абсолютно неспособную испаряться в атмосферу, практически невозможно. Поэтому понятие стабильности нефти условно и зависит от конкретных условий: летучести нефти, схемы ее сбора, транспортировки и хранения.

Для стабилизации нефти используют методы:

- 1) сепарации;
- 2) ректификации.

Сепарация – это процесс извлечения легких фракций одно- и многократным испарением при пониженном давлении.

Технологические процессы сепарации нефти от газа в сепараторах подчиняются общему закону равновесия между нефтью и газом, когда парциальное давление компонентов в жидкой фазе (нефти) равно парциальному давлению компонентов в паровой фазе (газе). Для каждой температуры в сепараторах устанавливаются определенные соотношения между компонентами в газе и жидкости, поэтому к сепарации (при технологических расчетах) применимы законы Рауля-Дальтона. [1]

$$p_1 = P_1 \cdot x', \quad (2.1)$$

$$p_2 = P_2 (1 - x'), \quad (2.2)$$

$$p_1 = \Pi \cdot y', \quad (2.3)$$

$$p_2 = \Pi (1 - y') \quad (2.4)$$

где p_1 – парциальное давление чистого низкокипящего компонента;

p_2 – парциальное давление чистого высококипящего компонента;

P_1 – упругость паров чистого низкокипящего компонента;

P_2 – упругость паров чистого высококипящего компонента;

x' – мольная доля низкокипящего компонента в жидкой фазе;

y' – мольная доля низкокипящего компонента в паровой фазе;

$(1-x')$ – мольная доля высококипящего компонента в жидкой фазе;

$(1-y')$ – мольная доля высококипящего компонента в паровой фазе;

Π – общее давление паров или давление в системе.

Если пары и жидкость находятся в состоянии равновесия, то:

$$P_1 \cdot x' = \Pi \cdot y' \quad (2.5)$$

$$P_2 (1 - x') = \Pi (1 - y'), \quad (2.6)$$

$$\frac{P_1}{P_2} \cdot \frac{x'}{1 - x'} = \frac{y'}{1 - y'}, \quad (2.7)$$

где $\frac{P_1}{P_2} = k$ – константа газообразования фазы равновесной системы;

Уравнение равновесия фаз запишется:

$$\frac{y'}{1-y'} = k \frac{x'}{1-x'} \quad (2.8)$$

Поступающая в сепаратор нефть, испаряясь (с падением давления), изменяется качественно и количественно. Новые составы нефти и паровой фазы будут отличаться от первоначального состава нефти.

Допустим, что первоначальный состав нефти был:

$$x_1^0 + x_2^0 + \dots + x^0 = 1, \quad (2.9)$$

(при определенной температуре и давлении)

Новая нефть после проведения к равновесному состоянию при новых условиях будет иметь состав:

$$x_1 + x_2 + \dots + x_i = 1, \quad (2.10)$$

Пусть первоначальное количество нефти, поступившее в сепаратор, составляет 1 моль, тогда количество оставшейся нефти после испарения примем L молей, а образовавшихся газов V молей, т. е.

$$L + V = 1 \quad (2.11)$$

Составив баланс на один из компонентов будем иметь:

$$x^0 = x' \cdot L + y' \cdot V \quad (2.12)$$

Поскольку паровая и жидкая фазы находятся в равновесии, то

$$P_1 \cdot x' = \Pi \cdot y' \quad (2.13)$$

. Преобразуя уравнение баланса для одного компонента, выразив V через L (3.11), а y' – через x' , получаем уравнение молекулярной концентрации компонента в жидкой фазе:

$$x' = \frac{x^0}{L + \frac{P_1}{\Pi} - \frac{P_1}{\Pi} \cdot L} = \frac{x^0}{L + (1 - L) \cdot k} = \frac{x^0}{k - (k - 1) \cdot L}, \quad (2.14)$$

где x^0 – мольная доля компонента в первоначальной нефти;

L – мольная доля компонента в исходной нефти, перешедшая в жидкую фазу.

2.1.2 Процесс обезвоживания и обессоливания

На промыслах нефть добывается в виде водонефтяной эмульсии с растворенными минеральными примесями .

Эмульсией называется такая система двух взаимнонерастворимых или не вполне растворимых жидкостей, в которых одна содержится в другой во взвешенном состоянии в виде огромного количества микроскопических капель (глобул), исчисляемых триллионами на литр эмульсии. Жидкость, в которой распределены глобулы, называется дисперсной средой, а вторая жидкость, распределенная в дисперсной среде, - дисперсной фазой.

Образование эмульсий связано с поверхностными явлениями. Поверхностный слой жидкости на границе с воздухом или другой жидкостью, как известно, характеризуется определенным поверхностным натяжением, т. е. силой, с которой жидкость сопротивляется увеличению своей поверхности.

Поверхностное натяжение нефти и нефтепродуктов колеблется в пределах 0,02-0,05 н/м (20-50 дн/см).

Вещества при растворении даже в очень малых концентрациях существенно понижают поверхностное натяжение растворителя. Вещества, способные понижать поверхностное натяжение, называются поверхностно-активными и если они способствуют образованию эмульсий, их называют эмульгаторами. Ими являются такие полярные вещества нефти, как смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтенowych кислот, а также различные неорганические примеси. Они образуют на поверхности капель воды прочную гидрофобную пленку, которая и препятствует коалесценции капель воды, их укрупнению и осаждению.

Наиболее эффективно разрушение бронирующих оболочек осуществляется под воздействием поверхностно-активных веществ, которые являются высокоэффективными деэмульгаторами. Механизм действия деэмульгаторов сводится к дробящему, пептизирующему и вытесняющему действию веществ, входящих в состав бронирующих оболочек, с поверхности капель и их замене адсорбционным слоем, сформированным из молекул ПАВ, не обладающих структурно-механическими свойствами. При этом капли могут коалесцировать при последующих столкновениях в турбулентном потоке.

Наибольшим деэмульгирующим действием из всех известных классов ПАВ обладают неионогенные поверхностно-активные вещества. [1]

2.1.3 Основные факторы и их влияние на процесс

Условия проведения процесса подготовки нефти зависят от компонентного и химического состава сырья, от требуемой степени обезвоживания и обессоливания, применяемого деэмульгатора.

Основными параметрами, характеризующими подготовку нефти, являются температура, давление, объемная скорость подачи сырья, деэмульгирующая способность и количество подаваемого деэмульгатора.

Температура:

Температура играет ключевую роль в процессе разрушения эмульсий и обводнении нефти, т.е. в трехфазных аппаратах и электрокоагуляторах.

Подбор оптимальных температур подготовки нефти зависит от качества исходной эмульсии, от условий ведения процесса и от характеристик деэмульгатора.

Повышение температуры необходимо для увеличения разницы плотностей нефти и воды, в следствии которой будет происходить процесс расслоения нефтяной эмульсии. Вода, как более тяжелый компонент будет оседать, а нефть, как более легкий, будет всплывать.

При температуре менее 25°C разницы плотностей нефти и воды недостаточно, чтобы процесс расслоения шел с достаточной скоростью.

Оптимальными температурами являются $35-45^{\circ}\text{C}$.

При повышении температуры выше 50°C скорость расслоения повышается незначительно, следовательно, нецелесообразно греть нефтяную эмульсию выше данных значений, так как это приведет к повышенному расходу газа, повышению нагрузки на печи и снижения их к.п.д.

Давление:

Давление играет ключевую роль в процессе разгазирования и стабилизации нефти, т.е. в пробкоуловителях, трехфазных сепараторах и дегазаторах.

Для успешного разгазирования требуется, чтобы давление в аппарате было меньше парциального давления растворенного попутного газа.

В пробкоуловителях, где отделяется газ высокого давления, оптимальным давлением будет $P = 0,6 \text{ МПа}$.

А в дегазаторах, где отделяется остаточный газ, оптимальным давлением будет $P = 0,05 \text{ МПа}$. При более высоких значениях газ отделяться не будет, а более низкие удастся получить только при использовании дорогостоящих вакуум-установок.

Объемная скорость подачи сырья:

Объемная скорость подачи сырья называется объем сырья подаваемого в аппарат в час.

Для эффективного разделения нефтяной эмульсии в аппаратах должен соблюдаться ламинарный гидродинамический режим.

С увеличением объемной скорости уменьшается время пребывания сырья в реакторе и развивается турбулентный режим течения эмульсии, и наоборот, с уменьшением объемной скорости успокаивается, т.е. углубляется процесс расслоения. Однако, с уменьшением объемной скорости уменьшается количество пропускаемого через аппарат сырья, т.е. уменьшается производительность установки.

Поэтому для каждого вида сырья определяется максимально допустимая скорость, и процесс подготовки нефти ведут именно при этой скорости подачи сырья.

Деэмульгирующая способность и количество подаваемого деэмульгатора:

Чем выше деэмульгирующая способность деэмульгатора, тем с более высокой скоростью идет процесс разрушения эмульсии и необходимо меньшее количество деэмульгатора.

В нашем случае используется деэмульгатор СНПХ-4315Д.

Оптимальное количество деэмульгатора определяется из условия что заниженное количество деэмульгатора приводит к ухудшению разрушения эмульсии, а повышенное количество приводит к перерасходу дорогостоящего деэмульгатора. Оптимальными считаются показатели 30-100 г/т нефти. [2]

2.1.4 Характеристика исходного сырья, полуфабрикатов и готовой продукции

Сырьем установки подготовки нефти является водонефтяная эмульсия с растворенными минеральными примесями и попутным газом, поступающей нефтяных скважин.

Готовой продукцией установки гидроочистки являются:

- нефть товарная, качество соответствует ГОСТ Р 51858-2002

Побочные продукты установки:

- попутный нефтяной газ, используется в качестве топлива для собственных нужд, а также подается на сжигание в факел закрытого типа;

-пластовая вода, проходит очистку от нефти и механических примесей на установке подготовки пластовой воды и поступает в систему поддержания пластового давления ;

Характеристика сырья, готовой продукции и побочных продуктов представлена в табл 2.1-2.2

Таблица 2.1– Характеристика сырья

№	Наименование сырья	Наименование показателя	Значение
1	Сырьё водонефтяная эмульсия	Обводненность, % масс. Содержание растворенного газа, % масс Плотность кг/дм ³ Динамическая вязкость, МПа·с Цвет	14,5 5,5 0,957 27,52 Темно-зеленый

Таблица 2.2– Характеристика готовой продукции

№	Наименование изготавливаемой продукции	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма (по ГОСТу, СТП, ТУ)	Область применения изготавливаемой продукции
1	Товарная нефть	1. Плотность 2. Содержание воды 3. Массовая доля механических примесей	- 0,5% 0,05%	Транспортируется по магистральному трубопроводу для переработки на НПЗ
2	Пластовая вода	1. Содержание нефти 2. Массовая доля механических примесей	5 мг/л 10 мг/л	Поступает на БКНС для закачки в систему ППД
3	Попутный газ	1. Плотность 2. Содержание конденсата	- -	Используется в качестве топлива для собственных нужд и утилизируется на факеле закрытого типа

2.1.5 Характеристика хим реагентов

Деэмульгаторы для разрушения нефтяных эмульсий представляют собой синтетические ПАВ, обладающие по сравнению с природными эмульгаторами более высокой поверхностной активностью.

Влияние деэмульгатора в процессах обезвоживания и обессоливания заключается в разрушении бронирующего слоя, окружающего капли пластовой воды, и предотвращении его образования вокруг капель вновь подаваемой в нефть промывной воды. Расход деэмульгатора, т.е. количество его в г/т, необходимое для эффективного обессоливания и обезвоживания нефти, является важным технологическим показателем, который зависит от природы нефти и типа самого деэмульгатора.

Высокоэффективный деэмульгатор СНПХ-4315 применяется для промышленной подготовки нефти (путевая деэмульсация, глубокое обезвоживание и обессоливание на установках подготовки нефти).

Деэмульгатор СНПХ-4315 используют для разрушения (стабильных или устойчивых) водонефтяных эмульсий, для обезвоживания мазутов, переработки и утилизации промышленных стоков, льяльных вод. [3]

СНПХ-4315 проявляет антикоррозионные свойства по отношению к стальным, медным поверхностям.

СНПХ-4315 не содержит в своем составе хлорорганических соединений.

СНПХ-4315 выпускается трех марок: L, D, K (в концентрированном виде). Характеристики деэмульгатора и ингибитора коррозии в таб. 2.3-2.4.

Таблица 2.3 – Характеристика деэмульгатора СНПХ - 4315

Основные характеристики			
	L	D	K
Массовая доля активного вещества,	45-55	45-55	не менее 58
Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с, не более	60	70	не опред.

Окончание таблицы 2.3

Основные характеристики			
	L	D	K
Плотность при 20°C, кг/м ³	920-980	890-970	930-1050
Температура застывания, °C, не выше	-45	-45	не опред.

Таблица 2.4 – Характеристика ингибитора

№	Наименование	Номер ГОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные для проверки.	Норма по ГОСТ (заполняет ся при необходим ости)	Область применения
1	Ингибитор коррозии "CRW 82275"	-	1. Плотность	-	Способствует предотвращению коррозии трубопроводов и оборудования
2	Ингибитор парафиноотложе ния «РАО 85641»	-	1. Плотность	-	Способствует предотвращению выпадения парафина в условиях транспорта нефти

2.2 Обоснование выбора варианта переработки нефти и технологической схемы установки подготовки нефти

2.2.1 Разработка и обоснование технологической схемы

Технологическая схема нефтеперерабатывающего завода определяется потребностью в нефтепродуктах того или иного ассортимента, качеством перерабатываемого сырья, состоянием разработки тех или иных технологических процессов. Решающим фактором является потребность в нефтепродуктах.

Качество сырья не имеет такого решающего значения, как это было ранее, поскольку разработаны процессы, позволяющие получать основные сорта нефтепродуктов, в том числе и высокого качества, практически из любой нефти. Однако для производства таких продуктов, как битумы, нефтяной кокс, отдельные сорта смазочных масел требуются специальные виды сырья.

Существует несколько вариантов технологических схем переработки нефти. В общем виде эти схемы могут быть сведены к трем – четырем основным типам:

- 1.Топливная с неглубокой переработкой нефти;
- 2.Топливная с глубокой переработкой нефти;
- 3.Топливоно–масляная;
- 4.Топливоно–нефтехимическая.

Характеристика исходной нефти приведена в таблицах 2.5 и 2.6

Таблица 2.5 – Общая физико–химическая характеристика перерабатываемой нефти

№ п/п	Наименование показателей	Значение
1	Плотность при 20 °С кг/м ³	893,6
2	Кинематическая вязкость, мм ² /с при	
	20 °С	9,08
	50 °С	4,37
3	Температура застывания	
	(с термообработкой), °С	-
	(без термообработки), °С	-28
4	Содержание, % масс.	
	– воды	0,1
	– общей серы	0,19
	– сероводорода	
	– меркоптановой серы	
	– сернокислотных смол	4
	– силикагелевых смол	11,1
	– асфальтенов	0,1
	– парафина	1,4
	– механических примесей	0,02
5	Кислотное число, мг КОН на 1 кг. Нефти	-
6	Коксуемость по Конрадсону, % масс.	0,42
7	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	<-35

Таблица 2.6 - Разгонка ванкорской нефти в аппарате АРН – 2

Пределы выкипания, °С	Выход (на нефть), %	
	отдельных фракций	Суммарный
1	2	3
50 – 60	1,5	1,5
60 – 95	5,5	7
95 – 122	5	12
122 – 150	6	18
150 – 200	11,5	29,5
200 – 250	8,5	38
250 – 300	9,5	47,5
300 – 350	20,5	68
350 – 400	17	85
Остаток	15	100,0

Так как исходная нефть разгоняется до 400 °С, то в схему нефтеперерабатывающего завода можно включить установки первичной и вторичной переработки нефти. Для масляных фракций ванкорской нефти индекс вязкости имеет значение ниже 85 пунктов, поэтому топливно-масляная схема переработки в данном случае нецелесообразна.

Итак, выбираем топливную схему с глубокой переработкой нефти. Для улучшения качества остаточных фракций вакуумной переработки предусмотрим на заводе установки замедленного коксования и производства битумов. Так как дистиллятные фракции имеют температуру застывания ниже - 41 °С необходима установка карбамидной депарафинизации.

Для улучшения качества автобензинов предусмотрим установку каталитического риформинга и изомеризации легких бензиновых фракций.

Сероводород, получающийся при гидроочистке топлив, можно перерабатывать с получением элементарной серы, которая также является ценным продуктом. Водород, необходимый для гидрогенизационных процессов, можно получать на установке производства водорода, сырьем которой является сухой газ, идущий с изомеризации и вода. [2]

2.2.2 Материальный баланс по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Таблица 2.7 - Материальный баланс установки подготовки нефти

№	Предварительная подготовка нефти	% на сырье	тыс. тонн
1	пробкоуловитель		
	поступило:		
	нефтяная эмульсия	100	13,5
	Получено:		
	нефтяная эмульсия	98,6	13,31
	попутный газ	1,4	0,19
	всего	100,00	13,5
2	Путевой подогреватель		
	поступило:		
	нефтяная эмульсия	100	13,31
	Получено:		
	нефтяная эмульсия	100	13,31
	всего	100	13,31
3	Трехфазный сепаратор		
	поступило:		
	нефтяная эмульсия	100	13,31
	Получено:		
	нефтяная эмульсия	84,5	11,22
	попутный газ	0,5	0,07
	вода	9,6	1,296
	Минеральные примеси	5,4	0,729
	всего	100	13,31
4	Дегазатор		
	поступило:		
	нефтяная эмульсия	100	11,22
	Получено:		
	Нефтяная эмульсия	99,9	11,21
	Попутный газ	0,1	0,014
	всего	100,00	11,22
5	Электрокоагулятор		
	поступило:		
	нефтяная эмульсия	100	11,21
	Получено:		
	Нефтяная эмульсия	97	10,8
	Минеральные примеси	0,6	0,081
	вода	2,4	0,324
	всего	100	11,21

Таблица 2.8 - Материальный баланс по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

№	Процессы и продукты	% на сырье	% на нефть	тыс.тонн
1	Атмосферно-вакуумная перегонка			
	поступило:			
	нефть обессоленная	100	100	10800
	Получено:			
	фракция н.к. - 62 °С	1,8	1,8	194,4
	фракция 62 - 85 °С	3,45	3,45	372,6
	фракция 85 - 105 °С	3,75	3,75	405
	фракция 105 - 140 °С	7	7	756
	фракция 140 - 180 °С	9	9	972
	фракция 180 - 230 °С	9,5	9,5	1026
	фракция 230 - 350 °С	33,5	33,5	3618
	фракция 350 - 500 °С	26	26	2808
	гудрон	5,3	5,3	572,4
	потери	0,7	0,7	75,6
	всего	100	100	10800
2	Каталитический риформинг и экстракция ароматических углеводородов			
	поступило:			
	фракция 62 - 85 °С	64,8	3,45	372,6
	фракция 85 - 105 °С	35,2	1,875	202,5
	всего	100	5,325	575,1
	Получено:			
	бензол	11,83	0,63	68
	толуол	12,02	0,64	69,1
	сольвент	3	0,16	17,3
	рафинат	55,67	2,965	320,1
	водородсодержащий газ	5,07	0,27	29,2
	головка стабилизации	5,07	0,27	29,2
	газ	6,01	0,32	34,6
	потери	1,33	0,07	7,6
	всего	100	5,325	575,1
3	Каталитический риформинг			
	поступило:			
	фракция 85 - 105 °С	13,17	1,88	202,5
	фракция 105 - 140 °С	49,18	7,00	756
	фракция 140 - 180 °С	21,94	3,13	337,5
	тяжелый бензин гидрокрекинга	10,26	1,46	158,14
	бензины-отгоны гидроочистки	5,45	0,78	83,8

Продолжение таблицы 2.8

№	Процессы и продукты	% сырье на	% нефть на	тыс.тонн
3	всего	100	14,24	1537,94
	Получено:			
	катализат	83	11,82	1276,5
	водородсодержащий газ	5	0,71	76,9
	в том числе водород	(1,1)	(0,15)	(16,91)
	головка стабилизации	5	0,71	76,9
	газ	6	0,85	92,26
	потери	1	0,14	15,38
	всего	100	14,24	1537,94
4	Гидроочистка керосина			
	поступило:			
	фракция 140 - 180 °С	48,28	5,88	634,5
	фракция 180 - 230 °С	51,72	6,29	679,7
	водородсодержащий газ	1,2	0,15	15,9
	в том числе водород	(0,3)	(0,036)	(4,38)
	всего	101,2	12,32	1330,1
	Получено:			
	гидроочищенный керосин	97,2	11,83	1277,5
	бензин-отгон	1,5	0,18	19,73
	сероводород	0,1	0,01	1,32
	газ	2	0,24	26,28
	потери	0,4	0,05	5,27
	всего	101,2	12,32	1330,1
5	гидроочистка дизельных фракций			
	поступило:			
	фракция 180 - 230 °С	8,67	3,21	346,3
	фракция 230 - 350 °С	90,38	33,50	3618
	легкий газойль коксования	0,96	0,36	38,7
	водородсодержащий газ	1,69	0,63	67,8
	в том числе водород	(0,4)	(0,15)	(16,2)
	всего	101,7	37,69	4070,8
	Получено:			
	гидроочищенное дизельное топливо	97,1	35,99	3886,68
	бензин-отгон	1,1	0,41	44,03
	сероводород	0,8	0,30	32,02
	газ	2,3	0,85	92,06
	потери	0,4	0,15	16,01
	всего	101,7	37,69	4070,8

Продолжение таблицы 2.8

№	Процессы и продукты	% на сырье	% на нефть	тыс.тонн
6	карбамидная депарафинизация дизельного топлива			
	поступило:			
	гидроочищенное дизельное топливо	100	18,0	1943,34
	Получено:			
	дизельное топливо зимнее	85	15,3	1651,8
	промежуточная фракция	9,1	1,6	176,88
	парафин жидкий	5	0,9	97,16
	потери	0,9	0,2	17,5
	всего	100	18,0	1943,34
7	Газофракционирование предельных газов			
	поступило:			
	головка каталитического риформинга	59,14	0,7	76,9
	головка гидрокрекинга	40,86	0,5	53,12
	всего:	100	1,2	130,02
	Получено:			
	пропан	21,6	0,26	28,08
	изобутан	16,1	0,19	20,95
	н-бутан	33	0,40	42,90
	изопентан	8,6	0,10	11,18
	н-пентан	11	0,13	14,30
	газовый бензин (C5 и выше)	1,8	0,02	2,34
	газ	6,5	0,08	8,45
	потери	1,4	0,02	1,82
	всего;	100	1,20	130,02
8	Изомеризация			
	поступило:			
	фракция н.к. - 62 °С	93,3	1,8	194,4
	пентан с Гфу	6,7	0,13	14,3
	ВСГ	1,1	0,02	2,53
	в том числе водород	(0,22)	(0,005)	(0,42)
	всего;	101,1	1,96	211,23
	Получено:			
	изопентан	69,8	1,35	145,83
	изогексан	26,3	0,51	54,95
	газ	4	0,08	8,36
	потери	1	0,02	2,09
	всего;	101,1	1,96	211,23
9	Производство битумов			
	поступило:			
	гудрон	75	3,98	429,3
	фракция 350 - 500 °С	25	1,56	168,5
	поверхностно-активные вещества	3	0,16	17,28

Продолжение таблицы 2.8

№	Процессы и продукты	% сырье	на нефть	тыс.тонн
9	всего	103	5,70	615,08
	Получено:			
	битумы дорожные	72,7	4,02	434,1
	битумы строительные	26,4	1,46	157,6
	отгон	1,3	0,07	7,8
	газы окисления	1,6	0,09	9,6
	потери	1	0,06	6,0
	всего	103	5,70	615,08
10	гидрокрекинг			
	поступило:			
	фракция 350 - 500 °С	100	11,41	1235,5
	водород с водородной установки	3	0,37	37,06
	всего	103	11,75	1272,56
	Получено:			
	бензин легкий	2,6	0,30	32,13
	бензин тяжелый	12,8	1,46	158,14
	легкий газойль	66,9	7,65	826,55
	фракция выше 350 °С	7,9	0,90	97,6
	сероводород	2,3	0,26	28,41
	газ	5,4	0,62	66,71
	головка стабилизации	4,3	0,49	53,12
	потери	0,8	0,09	9,9
	всего	103	11,78	1272,56
11	Каталитический крекинг с блоком предварительной гидроочистки сырья. Блок гидроочистки			
	поступило:			
	фракция 350 - 500 °С	100	13,26	1431,6
	водород с водородной установки	1,5	0,20	21,58
	всего	101,5	13,46	1453,18
	Получено:			
	гидроочищенный вакуум-дистиллят	94,8	12,57	1357,25
	бензин-отгон	1,4	0,19	20,04
	сероводород	2,3	0,30	32,93
	газ	2	0,27	28,64
	потери	1	0,13	14,32
	всего	101,5	13,46	1453,18
	Блок каталитического крекинга			
	поступило:			
	гидроочищенный вакуум-дистиллят	100	12,57	1357,25
	Получено:			
	газ и головка стабилизации	17,3	2,17	234,8
	бензин	43,2	5,43	586,3

Продолжение таблицы 2.8

№	Процессы и продукты	% на сырье	% на нефть	тыс.тонн
11	легкий газойль (фракция 180-280оС)	12,6	1,59	171
	фракция 280-420оС - сырье для производства технического углерода	10	1,26	135,7
	фракция выше 420оС	10,4	1,3	141,15
	кокс выжигаемый и потери	6,5	0,82	88,3
	всего	100	12,57	1357,25
12	Коксование			
	поступило:			
	гудрон (коксуемость 16%)	100	1,33	143,1
	Получено:			
	газ и головка стабилизации	9,08	0,12	13
	бензин	13,56	0,18	19,4
	легкий газойль	27,04	0,36	38,7
	тяжелый газойль	24,04	0,32	34,4
	кокс	24,04	0,32	34,4
	потери	2,24	0,03	3,2
	всего	100	1,33	143,1
13	газофракционирование непредельных газов			
	поступило:			
	газ и головка каталитического крекинга	94,75	2,17	234,8
	газ и головка коксования	5,25	0,12	13
	всего	100	2,29	247,8
	Получено:			
	пропан-пропиленовая фракция	24	0,55	59,47
	бутан-бутиленовая фракция	33	0,76	81,77
	газовый бензин (C5 и выше)	6,5	0,15	16,12
	газ	33,5	0,77	83,01
	потери	3	0,07	7,43
	всего	100	2,29	247,8
14	Алкилирование бутан-бутиленовой фракции изобутаном			
	поступило:			
	бутан-бутиленовая фракция	100	0,76	81,77
	в том числе изобутан	(40)	(0,33_)	(35,64)
	Получено:			
	легкий алкилат	77,1	0,58	63,04
	тяжелый алкилат	3,1	0,02	2,55
	пропан	1,9	0,01	1,55
	бутан-пентаны	14,9	0,11	12,18
	потери	3	0,02	2,45
	всего	100	0,76	81,77
15	Производство серы			

Окончание таблицы 2.8

№	Процессы и продукты	% на сырье	% на нефть	тыс.тонн
15	сероводород	100	0,88	94,68
	Получено:			
	сера элементарная	97	0,85	91,83
	потери	3	0,03	2,84
	всего	100	0,88	94,68
16	Производство водорода			
	поступило:			
	сухой газ	32,97	0,64	76,3
	химочищенная вода (на реакцию)	67,03	1,32	157,2
	всего	100	1,96	233,5
17	Получено:			
	водород технический, 96%	18,13	0,35	42,5
	в том числе водород 100%	(17,03)	(0,44)	40,8
	двуокись углерода	78,02	1,53	181,6
	потери	3,85	0,08	9,4
	всего	100	1,96	233,5

Таблица 2.9 – Сводный материальный баланс при работе по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Компоненты	% на нефть	тыс.тонн
Поступило:		
Нефть обессоленная	100	10800
Поверхностно-активные вещества на производство битума	0,16	17,28
Вода на производство водорода	1,32	145
всего	101,48	10962,28
Получено:		
Автомобильный бензин в том числе:	20,77	(2243,49)
катализат риформинга	(11,82)	(1276,5)
алкилат легкий	(0,58)	(63,04)
рафинат от пр-ва ароматических УВ	(2,96)	(320,1)
бензин каталитического крекинга	(5,43)	(586,3)
изопентан	(1,35)	(145,83)
изогексан	(0,51)	(54,95)
легкий бензин гидрокрекинга	(0,30)	(32,13)
газовые бензины	(0,02)	(2,34)
бензин коксования	(0,18)	(19,4)
бутан	90,40)	(42,90)
керосин гидроочищенный	11,83	1277,5
дизельное топливо летнее, в том числе:	45,03	(4863,03)
гидроочищенное дизельное топливо	(35,99)	(3886,68)

Окончание таблицы 2.9

Компоненты	% на нефть	тыс.тонн
легкий газойль гидрокрекинга	(7,65)	(826,55)
Компоненты	% на нефть	тыс.тонн
легкий газойль каталитического крекинга	(1,59)	(171)
тяжелый алкилат	(0,02)	(2,55)
промежуточная фракция депарафинизации	91,6	176,88
дизельное топливо зимнее	15,3	1651,8
Компоненты	% на нефть	тыс.тонн
Ароматические УВ, в том числе:	1,3	145,05
бензол	(0,6)	(68)
толуол	(0,6)	(69,1)
сольвент	(0,2)	(17,30)
Сжиженные газы, в том числе:	2,8	298,7
пропан	(0,3)	(28,08)
изобутан	(0,2)	(20,95)
н-бутан	(0,4)	(42,90)
пропан-пропиленовая фракция	(0,6)	(59,47)
пропан и бутан-пентаны алкилирования	(0,1)	(14,30)
изопентан	(1,40)	(145,83)
жидкий парафин	0,9	97,16
кокс нефтяной	0,3	34,4
битумы дорожные и строительные	5,5	591,7
Сырье для пр-ва технического углерода - фракция 280-420°C каталитического крекинга	1,3	135,7
Котельное топливо, в том числе:	2,5	273,15
фракция выше 350 °С		
фракция 350 - 500 °С		
гудрон		
тяжелый газойль коксования	(0,32)	(34,4)
фракция выше 420 °С каталитического крекинга	(1,31)	(141,15)
фракция выше 350 °С гидрокрекинга	(0,90)	(97,6)
отгоны производства битумов и гидроочистки масел	(0,07)	(8)
ловушечный нефтепродукт		
сера элементарная	0,85	91,83
топливный газ	3,45	403,7
Компоненты	% на нефть	тыс.тонн
двуокись углерода	1,53	181,6
отходы (кокс выжигаемый, газы окисления)	0,91	108,1
Потери безвозвратные	1,77	210,3
всего	101,95	10987,6

2.3 Характеристика установок по переработке нефти

2.3.1 Установка обессоливания и обезвоживания нефти - предназначена для удаления солей и воды из нефти.

2.3.2 Установка атмосферно- вакуумной перегонки нефти - часто комбинируется с установкой обессоливания. Установка предназначена для получения из нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива, гудрона. Кроме этих продуктов на установке получают сухой и жирный газы, сжиженный газ (рефлюкс), легкий вакуумный газойль.

2.3.3 Установка риформинга со стационарным слоем катализатора - для получения высококачественного автомобильного и авиационного бензина.

2.3.4 Установка гидроочистки керосина и дизельного топлива

Гидроочистку керосиновых и дизельных фракций проводят с целью снижения содержания серы до норм, установленных стандартом, и для получения товарных топливных дистиллятов с улучшенными характеристиками сгорания и термической стабильности. Одновременно снижается коррозионная агрессивность топлив и уменьшается образование осадка при их хранении.

Подвергаемые гидроочистке бензиновые фракции имеют различные температурные пределы выкипания в зависимости от дальнейшей их переработки: из фракции 85—180 и 105—180°С – обычно путем риформинга получают высококачественные бензины, а из фракции 60—85, 85—105, 105—140 и 130—165°С — концентраты соответственно бензола, толуола и ксилолов. Основным продуктом, получаемым при гидроочистке бензиновых фракций, является стабильный гидрогенизат, выход которого составляет 90—99% (масс.), содержание в гидрогенизате серы не превышает 0,002 % (масс.).

Типичным сырьем при гидроочистке керосиновых дистиллятов являются фракции 130—240 и 140— 230°С прямой перегонки нефти. Однако при

получении некоторых видов топлив верхний предел выкипания может достигать 315°C. Целевым продуктом процесса является гидроочищенная керосиновая фракция, выход которой может достигать 96—97% (масс.). Кроме того, получают небольшие количества низкооктановой бензиновой фракции (отгон), углеводородные газы и сероводород.

Одной из важных областей применения гидроочистки является производство малосернистого дизельного топлива из соответствующих дистиллятов сернистых нефтей. В качестве исходного дистиллята обычно используют керосин-газойлевые фракции с температурами выкипания 180—330, 180—360 и 240—360°C (метод разгонки стандартный). Выход стабильного дизельного топлива с содержанием серы не более 0,2 % (масс.) составляет 97 % (масс.). Побочными продуктами процесса являются низкооктановый бензин (отгон), углеводородный газ, сероводород и водородсодержащий газ.

Гидроочистке нередко подвергают дистилляты вторичного происхождения (газойли коксования, каталитического крекинга, висбрекинга и т. п.) как таковые или чаще в смеси с соответствующими прямогонными дистиллятам.

Технологический режим:

давление в реакторе – 4,0 МПа,

температура – 380-400°C,

кратность циркуляции водородсодержащего газа – 500-600.

Установка гидроочистки керосина - установка предназначена для понижения содержания серы в сырье - керосине.

2.3.5 Газофракционирующая установка (ГФУ) - назначение установки - разделение смеси жирного и нестабильного бензина на сухой газ, стабильный бензин и в зависимости от потребностей на фракции углеводородов C3, C4, C5.

2.3.6 Установка каталитической изомеризации пентанов и гексанов - процесс предназначен для получения высокооктановых компонентов бензина, а также для сырья нефтехимической промышленности.

2.3.7 Битумная установка непрерывного действия - предназначена для получения окисленных нефтяных битумов. В качестве сырья служат гудроны, полугудроны, асфальты деасфальтизации нефтяных остатков, остатки термического крекинга и их смеси.

2.3.8 Установка гидрокрекинга в стационарном слое катализатора - процесс предназначен в основном для получения малосернистых топливных дистиллятов из различного сырья. Водорода при гидрокрекинге расходуется значительно больше, чем при гидроочистке тех же видов сырья.

2.3.9 Установка каталитического крекинга- с прямоточным реактором для получения дополнительных количеств светлых нефтепродуктов.

2.3.10 Установка замедленного коксования - в не обогреваемых камерах, процесс замедленного коксования в не обогреваемых камерах предназначен для получения крупнокускового нефтяного кокса как основного целевого продукта, а также дополнительных количеств легкого и тяжелого газойлей, бензина и газа.

2.3.11 Производство серы - для получения серы из серосодержащих газов и серы, содержащейся в насыщенном растворе моноэтаноламина.

2.3.12 Установка для производства водорода - методом паровой каталитической конверсии легких углеводородов, назначение установки - производство водорода. [3]

2.4 Описание технологической схемы установки

Установка подготовки нефти эксплуатируется с нагрузкой по сырью 10,8 млн. тонн/ год.

Сырье – нефтяная эмульсия с растворенным попутным газом.

Продукция нефтяных скважин по трубопроводу диаметром DN 800 поступает параллельными потоками на разгазирование в пробкоуловители С - 1,2,3,4,5. В пробкоуловителях С - 1,2,3,4,5 при температуре $t=20$ оС и давлении $P=0,6$ МПа происходит разгазирование водонефтегазовой смеси.

Попутный газ, выделившийся в пробкоуловителе, сбрасывается на факел закрытого типа ФЗТ. На выкидном газопроводе устанавливается регулятор давления, поддерживающий в пробкоуловителе давление $P=0,6$ МПа. Часть газа направляется на узел подготовки топливного газа для собственных нужд.

Для защиты от превышения давления выше расчетного на пробкоуловителях С - предусмотрена установка предохранительных клапанов. Сброс от предохранительных клапанов направляется на факел закрытого типа в коллектор высокого давления.

Предусмотрена теплоизоляция аппарата и поддержание температуры в заданном режиме путем наружного электрообогрева.

Водонефтяная эмульсия из пробкоуловителей С-1 по трубопроводу DN 800 поступает в путевой подогреватель где осуществляется нагрев до температуры 45 градусов.

Далее подогретая смесь поступает по трубопроводу в трехфазный сепаратор, где происходит разделение смеси на составляющие: попутный газ, минеральные примеси и на нефтяную эмульсию.

Газ из трех фазного сепаратора сбрасывается для сжигания в факеле закрытого типа.

Для защиты от превышения давления выше расчетного на трехфазном сепараторе предусмотрена установка предохранительных клапанов. Сбросы от предохранительных клапанов направляются на факел закрытого типа.

Вода от каждого аппарата насосами (1 рабочий и 1 резервный), установленными блоке, откачивается на установку подготовки пластовой воды.

Нефть от установки собирается в коллектор и направляется в дегазатор ДГ, где при давлении 0,05 МПа происходит окончательное разгазирование нефти.

Газ из дегазатора ДГ сбрасывается для сжигания на факел закрытого типа.

Для защиты от превышения давления выше расчетного на дегазаторе предусмотрена установка предохранительных клапанов. Сброс от предохранительных клапанов направляется на факел закрытого типа.

Из дегазатора нефть через задвижки при давлении 0,05 МПа поступает в электростатический коагулятор для глубокого обезвоживания и обессоливания под действием электрического поля.

Нефть - из электрокоагулятора направляется на прием 2-х насосов, с помощью которых закачивается в резервуар для нефти.

В связи с возможностью образования выпадения парафина и увеличения вязкости транспортируемой нефти предусматривается ее подогрев в блочных трубчатых печах до температуры $t = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$

Для улучшения расслоения эмульсии в трубопровод нефтяной эмульсии перед пробкоуловителями производится ввод деэмульгатора в количестве 60-100 г/т нефти в зависимости от типа применяемого химреагента.

Для хранения и дозированного ввода жидкого деэмульгатора в нефтепровод установки подготовки нефти предусмотрена установка дозирования деэмульгатора, в состав которой входит: блок дозирования и емкость для хранения деэмульгатора объемом 200 м³.

В целях предотвращения выпадения парафина в условиях транспорта, в нефть вводится ингибитор парафиноотложения в количестве 100 г/т нефти в зависимости от типа применяемого химреагента. [4]

2.5 Расчет оборудования установки подготовки нефти

2.5.1 Расчет пробкоуловителя

В расчет сепаратора входит:

- определение значение критерия Рейнольдса на входном трубопроводе.
- определение значение критерия Рейнольдса на выходном трубопроводе.
- определение значение критерия Рейнольдса в аппарате.
- определение количества аппаратов.

(Данные для расчета взяты из технологического регламента).

Расчет:

Определяем объемный расход нефтяной эмульсии.

$$V = \frac{G}{\rho} = \frac{13500000}{0,957} = 1410658307 \text{ м}^3 / \text{с} \approx 0,447 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (2.15)$$

Определяем скорость нефтяной эмульсии на входном трубопроводе.

$$w = \frac{V}{0.785 * d^2} = \frac{0.447}{0.785 * 0,8^2} = 0,889 \text{ м} / \text{с} \quad (2.16)$$

Определяем значение критерия Рейнольдса на входном трубопроводе.

$$Re_2 = \frac{w * d * \rho}{\mu} = \frac{0,889 * 0.8 * 957}{27,52 * 10^{-3}} = 247317 \quad (2.17)$$

Определяем скорость нефтяной эмульсии в аппарате.

$$w = \frac{V}{0.785 * d^2} = \frac{0.447}{0.785 * 3,0^2} = 0,063 \text{ м} / \text{с} \quad (2.18)$$

Определяем значение критерия Рейнольдса в аппарате .

$$Re_2 = \frac{w * d * \rho}{\mu} = \frac{0,063 * 3 * 957}{27,52 * 10^{-3}} = 65724 \quad (2.19)$$

Для полноты процесса в пробкоуловителе должен установиться ламинарный режим движения жидкости, для данного объема нефти нужно поставить три аппарата одинаковой мощности.

$$Re_{кр} \geq Re \quad 2300 > 2175.55 \quad (2.20)$$

2.5.2 Расчет путевого подогревателя

Путевой подогреватель на установках предварительной подготовки нефти предназначен для нагрева нефтяной эмульсии.

Основными показателями качества работы путевого подогревателя являются:

- производительность;
- полезная тепловая нагрузка;
- теплонапряженность радиантных труб;
- площадь поверхностного нагрева;
- коэффициент полезного действия.

Таблица 2.10- Исходные данные для расчета путевого подогревателя

Наименование показателей	Обозначение	Единица измерения	Значение
Производительность	$G_{дт}$	кг/ч	2350
Плотность сырья	D_{4}^{20}	кг/м ³	0,910
Перепад давления в змеевике	P_p	кгс/см ²	5,5
Температура поступающего сырья	$T_{вх}$	°C	15
Температура сырья на выходе	$T_{вых}$	°C	45
Объем теплоносителя (пресная вода),	V	м ³	100
Температура нагрева промежуточного теплоносителя	T	°C	+95
Номинальная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)	N	МВт	1,86 (1,6)

Расчет теплообмена нефтяная эмульсия - промежуточный теплоноситель

Составляем температурную схему

95-----70

15-----45

$$\Delta t_B = 95 - 15 = 80; \Delta t_M = 70 - 45 = 25 \quad (2.21)$$

$$\Delta t_{CP} = \frac{\Delta t_B + \Delta t_M}{2} = \frac{80 + 25}{2} = 52,5^0 C \quad (2.22)$$

Определим среднюю температуру нефтяной эмульсии

$$t_2 = t_1 - \Delta t_{CP} = 95 - 52,5 = 42,5^0 C \quad (2.23)$$

Определяем объёмный расход нефтяной эмульсии

$$V_2 = \frac{G_2}{\rho_2} = \frac{422,08}{893,6} = 0,472 m^3 / c, \text{ где} \quad (2.24)$$

$\rho_2 = 893,6 m^3 / c$ - плотность нефтяной эмульсии при $t_2 = 42,5^0 C$ (выбирается по таблице «плотность жидких веществ и водных растворов в зависимости от температуры»)

$G_2 = 422,08 k2 / c$ - расход нефтяной эмульсии.

Определяем расход теплоты на нагрев нефтяной эмульсии

$$Q = G_2 * c_2 (t_{2K} - t_{2H}) = 422,08 * 2038 (45 - 15) = 22602384 Bm, \quad (2.25)$$

c- средняя удельная теплоёмкость нефтяной эмульсии

Определяем скорость нефтяной эмульсии в змеевике.

$$w = \frac{V}{0.785 * d^2} = \frac{0.472}{0.785 * 0.108^2} = 51,54 \text{ м/с} \quad (2.26)$$

Определяем значение критерия Рейнольдса

$$Re_2 = \frac{w * d * \rho}{\mu} = \frac{51.64 * 0.108 * 893,6}{25.7 * 10^{-3}} = 1810943 \quad (2.27)$$

где μ_2 - динамический коэффициент вязкости нефтяной эмульсии при средней температуре $t_2 = 42,5^\circ \text{C}$, $\mu_2 = 25,7 \times 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ (выбираем по таблице);

d_2 - внутренний диаметр труб, $d_2 = 0.108 \text{ м}$;

ρ_2 - плотность нефтяной эмульсии $t_2 = 42,5^\circ \text{C}$, $\rho_2 = 893,6 \text{ кг/м}^3$

Ориентировочно определяем максимальную величину площади поверхности теплообмена. Минимальное значение коэффициента теплопередачи для случая теплообмена от воды к органическим жидкостям $K_{\min} = 100 \text{ Вт/(м}^2 \text{К)}$ (выбирается по таблице)

$$F_{\max} = \frac{Q}{K_{\min} \Delta t_{CP}} = \frac{258059712}{100 * 52,5} = 4915,4 \text{ м}^2 \quad (2.28)$$

Расчет процесса горения топлива

Цель данного этапа: расчет низшей теплоты сгорания топлива, количества и состава продуктов сгорания, теплосодержания продуктов сгорания.

Низшая теплота сгорания топлива определяется по формуле:

$$Q_p^H = \sum Q_i^H \cdot C_i, \quad (2.29)$$

где Q_i^H и C_i — соответственно теплота сгорания компонента попутного газа и его массовая доля.;

$$Q_p^H = 50010 \cdot 0,94 + 47490 \cdot 0,02 + 46350 \cdot 0,015 + 45715 \cdot 0,02 = 49570 \text{ кДж/кг}.$$

Количество воздуха (теоретическое), необходимого для сгорания 1 кг топлива определяют по формуле:

$$L_0 = 0,115 \cdot C + 0,345 \cdot H + 0,043 \cdot (S - O), \quad (2.30)$$

$$L_0 = 0,115 \cdot 77 + 0,345 \cdot 22 = 16,4 \text{ кг/кг}.$$

Расход воздуха (фактический) определяют по формуле:

$$L = \alpha \cdot L_0, \quad (2.31)$$

где α — коэффициент избытка воздуха;

$$L = 1,1 \cdot 16,4 = 18 \text{ кг/кг}.$$

Количество продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг топлива:

$$G = 1 + \alpha \cdot L_0, \quad (2.32)$$

$$G = 1 + 1,1 \cdot 14,26 = 19 \text{ кг/кг}.$$

Количество газов, образующихся при сжигании 1 кг топлива:

$$m_{CO_2} = 0,03667 \cdot C = 0,03667 \cdot 77 = 2,82 \text{ кг/кг}, \quad (2.33)$$

$$m_{H_2O} = 0,09 \cdot H = 0,09 \cdot 22 = 2 \text{ кг/кг}, \quad (2.34)$$

$$m_{O_2} = L_0(\alpha - 1) \cdot 0,232 = 16,4 \cdot (1,1 - 1) \cdot 0,232 = 0,38 \text{ кг/кг}, \quad (2.35)$$

$$m_{N_2} = \alpha \cdot L_0 \cdot 0,768 = 1,1 \cdot 16,4 \cdot 0,768 = 13,85 \text{ кг/кг}, \quad (2.36)$$

Проверка осуществляется, исходя из условия:

$$\sum_{i=1}^M m_i = G, \quad (2.37)$$

$$2,82 + 2 + 0,38 + 13,85 = 19,05 \text{ кг/кг} \approx 19 \text{ кг/кг}.$$

Объемный расход воздуха, необходимый для сгорания 1 кг топлива определяют по формуле:

$$V_0 = 0,089 \cdot C + 0,267 \cdot H, \quad (2.38)$$

$$V_0 = 0,089 \cdot 77 + 0,267 \cdot 22 = 12,73 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Расчет теплосодержания продуктов сгорания на 1 кг топлива при заданной температуре производится по следующей формуле:

$$q_t = (T - 273) \cdot (m_{CO_2} \cdot C_{CO_2} + m_{H_2O} \cdot C_{H_2O} + m_{O_2} \cdot C_{O_2} + m_{N_2} \cdot C_{N_2}), \quad (2.39)$$

где T – температура продуктов сгорания, К;

C_i – средние массовые теплоемкости продуктов сгорания, кДж/кг·К;

$$q_{293} = (293 - 273) \cdot (2,82 \cdot 0,8286 + 2 \cdot 1,8632 + 0,38 \cdot 0,9169 + 13,85 \cdot 1,0308) = 413,76 \text{ кДж/кг.}$$

Выводы: по результатам расчетов данного этапа низшая теплота сгорания топлива составила 49570 кДж/кг, количество продуктов сгорания, приходящихся на 1 кг сжигаемого топлива – 19 кг/кг.

Тепловой баланс Путьевого Подогревателя. Расчет КПД и расхода топлива

Цель этапа: кроме КПД расхода топлива и теплопроизводительности ПП, рассчитать необходимое количество путевых подогревателей, исходя из паспортной производительности и количества подаваемого сырья.

Уравнение теплового баланса для Путьевого Подогревателя:

$$Q_{прих.} = Q_{расх.} \quad (2.40)$$

Расчет теплового баланса ведется на 1 кг топлива.

Статьи расхода тепла:

$$Q_{расх.} = q_{пол.} + q_{ух.} + q_{ном.}, \quad (2.41)$$

где $q_{пол.}$, $q_{ух.}$, $q_{ном.}$ – соответственно полезно воспринятое в печи сырьем, теряемое с уходящими из печи дымовыми газами, теряемое в окружающую среду, кДж/кг.

Статьи прихода тепла:

$$Q_{прих.} = Q_p^H + C_m \cdot t_m + \alpha \cdot L_0 \cdot C_{\epsilon} \cdot t_{\epsilon}, \quad (2.42)$$

где C_m , C_{ϵ} , – соответственно теплоемкости топлива, воздуха, кДж/кг;
 t_m , t_{ϵ} , – температуры топлива, воздуха, °С.

Явное тепло топлива и воздуха обычно невелико и ими часто в технических расчетах пренебрегают.

Итак, уравнение теплового баланса запишется в следующем виде:

$$Q_{прих.} = Q_{расх.} \approx Q_p^H, \quad (2.43)$$

$$\text{а } Q_{прих.} = q_{пол.} + q_{ух.} + q_{ном.} = Q_p^H \quad (2.44)$$

$$\text{или } q_{пол.} = Q_p^H - q_{ух.} - q_{ном.}, \quad (2.45)$$

откуда коэффициент полезного действия ПП:

$$\eta = \frac{q_{пол.}}{Q_p^H} = 1 - \frac{q_{ух.}}{Q_p^H} - \frac{q_{ном.}}{Q_p^H}, \quad (2.46)$$

где $\frac{q_{yx.}}{Q_p^H}$, $\frac{q_{nom.}}{Q_p^H}$ – соответственно потери тепла с уходящими дымовыми газами и потери тепла в окружающую среду в долях от низшей теплотворной способности топлива.

Потери тепла в окружающую среду $q_{nom.}$ принимаем 2 % (0,02 в долях) от низшей теплотворной способности топлива, т.е.

$$\frac{q_{nom.}}{Q_p^H} = 0,02, \text{ откуда}$$

$$q_{nom.} = Q_p^H \cdot 0,02 = 49570 \cdot 0,02 = 991,1 \text{ кДж/кг.} \quad (2.47)$$

Температура уходящих дымовых газов определяется равенством:

$$t_{yx.} = t_1 + \Delta t = t_1 + (700 \div 750), \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2.48)$$

где t_1 – температура нагреваемого продукта на входе в ПП, $^\circ\text{C}$;

Δt – разность температур теплоносителей на выходе из ПП; принимаем

$$\Delta t = 707 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{yx.} = 20 + 707 = 727 \text{ } ^\circ\text{C} (1000 \text{ K}),$$

При этой температуре определяем потери тепла с уходящими газами:

$$q_{yx.} = q_{1000} = (1000 - 273) \cdot (2,82 \cdot 1,06825 + 2 \cdot 2,051 + 0,38 \cdot 1 + 13,85 \cdot 1,08) = 16422,9 \text{ кДж/кг,} \quad (2.49)$$

$$q_{пол.} = 49570 - 16422,9 - 991,1 = 32156 \text{ кДж/кг,} \quad (2.50)$$

Итак, определяем к.п.д. печи:

$$\eta = 1 - \frac{16422,9}{49570} - 0,02 = 0,65, \quad (2.51)$$

Производительность путевого подогревателя по нефтяной эмульсии не более 180 м³/ч, следовательно что необходимое количество путевых подогревателей находим по формуле:

$$n = V_{\text{общ}} / V_{\text{доп}} = \frac{1700,4}{180} = 9,4 \approx 10, \quad (2.52)$$

где $V_{\text{общ}}$ - общая объемная производительность установки подготовки нефти, м³/ч

$V_{\text{доп}}$ - допустимая производительность, не более, м³/ч

Рассчитываем количество сырья, подаваемого на один путевой подогреватель:

$$G = G_{\text{общ}}/10 = 1,496*10^6/10 = 149,6*10^3 \text{ кг/ч, где} \quad (2.53)$$

$G_{\text{общ}}$ - общая массовая производительность Путевого Подогревателя, кг/ч.

Расчет полезной тепловой нагрузки Путевого Подогревателя производим по формуле:

$$Q_{\text{пол.}} = G_{\text{нэ}} * c_{\text{нэ}} (t_{\text{к}} - t_{\text{н}}), \quad (2.54)$$

где $G_{\text{нэ}}$ – производительность разделителя по сырью, кг/ч;

$c_{\text{нэ}}$ –теплоемкость воды, кДж/кг,

t_k и t_n - температура конечная и начальная.

Определение теплоемкости воды в зависимости от температуры и давления можно определить по формуле:

$$C_n = 1,5072 + \frac{T - 223}{100} (1,7182 - 1,5072 \rho_{277}^{293}) \quad (2.55)$$

Вода с температурой $293K$, плотности при этой температуре составит 972 кг/м^3 :

$$C_n = 1,5072 + \frac{355,5 - 223}{100} (1,7182 - 1,5072 \cdot 0,972) = 1,83 \text{ кДж/кг} \cdot K,$$

Теплоемкость попутных газов рассчитаем по правилу смешения средних теплоемкостей компонентов, приведенных в таб 2.11:

Таблица 2.11 - Средние теплоемкости газов

	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$n-C_4H_{10}$	$i-C_4H_{10}$
Средняя теплоемкость, $\text{кДж/(кг} \cdot K)$	0,843	1,036	2,226	1,751	1,667	1,682	1,666
Содержание, %	0,4	0,1	94,0	2	1,5	1,3	0,7

$$C_{\text{газ}} = 0,004 \cdot 0,843 + 0,001 \cdot 1,036 + 0,94 \cdot 2,226 + 0,02 \cdot 1,751 + 0,015 \cdot 1,667 + 0,013 \cdot 1,682 + 0,007 \cdot 1,666 = 2,037 \text{ кДж/кг} \cdot K \quad (2.56)$$

Теплоемкость воды с содержанием различных солей, кислот и оснований рассчитываем аналогичным образом. Теплоемкости солей приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 - Средние теплоемкости солей.

	H_2CO_3	H_2SO_4	HCl	$Ca(OH)_2$	$Mg(OH)_2$	$Na(OH)+K(OH)$
Средняя теплоемкость, $кДж/(кг \cdot K)$	0,576	1,416	0,766	1,181	1,320	1,332
Содержание, %	0,7	0,1	6	1	0,3	3

$$C_{воды} = 4,2 \cdot 0,9 + 0,576 \cdot 0,007 + 1,416 \cdot 0,002 + 0,766 \cdot 0,06 + 1,181 \cdot 0,01 + 1,320 \cdot 0,003 + 1,332 \cdot 0,03 = 3,89 \text{ кДж/кг} \cdot K \quad (2.57)$$

Так как нефть приходит с 12,6%-ой обводненностью и содержит 0,8% попутного газа, поэтому рассчитаем теплоемкость приходящей нефти по правилу смешения:

$$C_{нз} = 3,89 \cdot 0,126 + 1,762 \cdot 0,866 + 2,2037 \cdot 0,008 = 2,038 \text{ кДж/кг} \cdot K \quad (2.58)$$

Рассчитываем полезную тепловую нагрузку печи:

$$Q_{пол.} = 149,6 \cdot 10^3 \cdot 4,161 \cdot 25 = 15,56 \cdot 10^6 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} \quad (2.59)$$

Определяем полную тепловую нагрузку :

$$Q_m = \frac{Q_{пол.}}{\eta} = \frac{15,56 \cdot 10^6}{0,65} = 23,93 \cdot 10^6 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 6,44 \text{ МВт} \quad (2.60)$$

Часовой расход топлива:

$$B = \frac{Q_m}{Q_p''} = \frac{23,93 \cdot 10^6}{49570} = 482,15 \text{ кг/ч.} \quad (2.61)$$

$$B_{\text{общ}} = 482,15 \cdot 10 = 4821,5 \text{ кг/ч} \quad (2.62)$$

Выводы: 1) расчеты данного этапа показали, что коэффициент полезного действия нашего разделителя $\eta = 0,65$, что соответствует норме для печей такого типа;

2) полная тепловая нагрузка разделителя составила 6,44 МВт;

3) количество путевых подогревателей 10 штук.

Упрощенный расчет камеры радиации

Цель этого этапа расчета: определение температуры продуктов сгорания, покидающих топку, и фактической теплонапряженности поверхности радиантных труб.

Температуру продуктов сгорания, покидающих топку, находим методом последовательного приближения (метод итераций), используя уравнение:

$$T_n = 100 \cdot \sqrt[4]{\frac{1}{\Psi} \cdot \left[\frac{1}{C_s} \cdot \frac{H_p}{H_s} (q_p - q_{pk}) + \left(\frac{\theta}{100} \right)^4 \right]}, \quad (2.63)$$

Где q_p и q_{pk} – теплонапряженность поверхности радиантных труб (фактическая) и приходящаяся на долю свободной конвекции, ккал/м²·ч;

H_p – поверхность нагрева радиантных труб, м²

H_p / H_s – отношение поверхностей, зависящее от типа печи, от вида и способа сжигания топлива; принимаем $H_p / H_s = 3,5$

θ – средняя температура наружной стенки радиантных труб, К;

Ψ – коэффициент, для топок со свободным факелом $\Psi = 1,2$;

$C_s = 4,96 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К}$ – коэффициент лучеиспускания абсолютно черного тела.

Суть расчета методом итераций заключается в том, что мы задаемся температурой продуктов сгорания T_n , которая находится в пределах 1000÷1200 К, и при этой температуре определяем все параметры, входящие в уравнение для расчета T_n . Далее по этому уравнению вычисляется T_n и сравнивается полученное значение с ранее принятым. Если отклонения более чем 5%, то расчет возобновляется с принятием T_n , равной рассчитанной в предыдущей итерации. Расчет продолжается до тех пор, пока заданное и рассчитанное значения T_n не совпадут с достаточной точностью.

Для первой итерации принимаем $T_n = 1000 \text{ К}$.

Средние массовые теплоемкости газов при данной температуре, кДж/кг·К:

$$C_{CO_2} = 1,06825 ; C_{H_2O} = 2,0514 ; C_{O_2} = 1,0071 ; C_{N_2} = 1,07915 ;$$

Теплосодержание продуктов сгорания при температуре $T_n = 1000 \text{ К}$:

$$I = (T_n - 273) \cdot (m_{CO_2} \cdot C_{CO_2} + m_{H_2O} \cdot C_{H_2O} + m_{O_2} \cdot C_{O_2} + m_{N_2} \cdot C_{N_2}), \quad (2.64)$$

$$I = (1000 - 273) \cdot (2,82 \cdot 1,06825 + 2,07 \cdot 2,0514 + 0,38 \cdot 1,0071 + 13,85 \cdot 1,07915) = 16422,9 \text{ кДж/кг}.$$

Максимальная температура продуктов сгорания определяется по формуле:

$$T_{\max} = T_0 + \frac{Q_p^H \cdot \eta_m}{\sum m_i \cdot C_i}, \quad (2.65)$$

Где T_0 – приведенная температура продуктов сгорания; $T_0 = 293 \text{ К}$;

$\eta_m = 0,99$ – к.п.д. топки;

$$T_{\max} = 293 + (49570 \cdot 0,99 / (2,82 \cdot 1,06825 + 2,07 \cdot 2,0514 + 0,38 \cdot 1,0071 + 13,85 \cdot 1,07915)) = 2385 \text{ К.}$$

Средние массовые теплоемкости газов при температуре T_{\max} , кДж/кг·К:

$$C_{CO_2} = 1,25 ; C_{H_2O} = 2,52 ; C_{O_2} = 1,1358 ; C_{N_2} = 1,2267 ;$$

Теплосодержание продуктов сгорания при температуре T_{\max} :

$$I_{\max} = (T_{\max} - 273) \cdot \sum (m_i \cdot C_i) , \quad (2.66)$$

$$I_{\max} = (2385 - 273) \cdot (2,82 \cdot 1,25 + 2,07 \cdot 2,52 + 0,38 \cdot 1,1358 + 13,85 \cdot 1,2267) = 55250 \text{ кДж/кг.}$$

Теплосодержание продуктов сгорания при температуре $T_{yx.}$:

$$I_{yx.} = q_{yx.} = 164229 \text{ кДж/кг.} \quad (2.67)$$

Коэффициент прямой отдачи:

$$\mu = \frac{I_{\max} \cdot \eta_m - I}{I_{\max} \cdot \eta_m - I_{yx.}} = \frac{55250 \cdot 0,99 - 164229}{55250 \cdot 0,99 - 164229} = 1. \quad (2.68)$$

Фактическая теплонапряженность поверхности радиантных труб:

$$q_p = \frac{Q_{\text{пол.}}}{H_p} \cdot \mu = \frac{8,063 \cdot 10^6 / 4.1868}{65,54} \cdot 1 = 34576,5 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч}. \quad (2.69)$$

Температура наружной стенки экрана вычисляется по формуле:

$$\theta = t_{\text{ср}} + 273 + \frac{q_p}{\alpha_2} + \frac{q_p \cdot \delta}{\lambda} + \frac{q_p \cdot \delta_{\text{зол.}}}{\lambda_{\text{зол.}}}, \quad (2.70)$$

где $\alpha_2 = 600 \div 1000 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К}$ – коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемому продукту; принимаем $\alpha_2 = 800 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К}$;

δ – толщина стенки трубы, $\delta = 0,01 \text{ м}$ (2, табл.5);

$\lambda = 30 \text{ ккал/м} \cdot \text{ч} \cdot \text{К}$ – коэффициент теплопроводности стенки трубы;

$\delta_{\text{зол.}} / \lambda_{\text{зол.}}$ – отношение толщины к коэффициенту теплопроводности зольных отложений; для жидких топлив $\delta_{\text{зол.}} / \lambda_{\text{зол.}} = 0,002 \text{ м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К/ккал}$;

$t_{\text{ср}}$ – средняя температура нагреваемого продукта.

$$t_{\text{ср}} = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{70 + 95}{2} = 82,5^\circ \text{C} \quad (2.71)$$

$$\theta = 82,5 + 273 + \frac{34576,5}{800} + \frac{34576,5 \cdot 0,01}{30} + 34576,5 \cdot 0,002 = 479,3 \text{ К}.$$

Теплонапряженность поверхности радиантных труб, приходящаяся на долю свободной конвекции:

$$q_{\text{п.к.}} = 1,8 \cdot \sqrt[4]{(T_n - \theta)} \cdot (T_n - \theta); \quad (2.72)$$

$$q_{p.к.} = 1,8 \cdot \sqrt[4]{(1000 - 479,3) \cdot (1000 - 479,3)} = 4477,2 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч}.$$

Итак, температура продуктов сгорания, покидающих топку:

$$T_n = 100 \cdot \sqrt[4]{\frac{1}{1,2} \cdot \left[\frac{1}{4,96} \cdot 2,5 \cdot (293838 - 5225,15) + \left(\frac{479,3}{100} \right)^4 \right]} = 1009,1 \text{ К}.$$

Как видим, рассчитанная T_n не различается со значением, принятым в начале расчета, более чем на 5%, следовательно принимаем значение $T_n = 1009,1 \text{ К}$.

Выводы: 1) рассчитали температуру продуктов сгорания, покидающих Путьового Подогревателя, при помощи метода последовательного приближения; ее значение $T_n = 1009,1 \text{ К}$;

2) фактическая теплонапряженность поверхности радиантных труб при этом составила $q_p = 34576,5 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч}$;

3) сравнивая полученное значение фактической теплонапряженности с допускаемым для данной печи $q_{дон.} = 35 \text{ Мкал/м}^2 \cdot \text{ч}$ (см. табл.2), можно сказать, что наша печь работает в оптимальном режиме.

2.5.3 Расчет дегазатора

В объем расчета дегазатора входят:

- определение необходимого количества аппаратов

Необходимое количество дегазаторов рассчитываем от общей производительности установки и паспортной допустимой производительности дегазатора. [4]

$$n = V_{\text{общ}} / V_{\text{доп}} = \frac{1564,3}{994,6} = 1,57 \approx 2, \quad (2.73)$$

где $V_{\text{общ}}$ – общая производительность установки

$V_{\text{доп}}$ – количество нефтяной эмульсии, поступающей на дегазатор

Принимаем $n = 2$ аппаратам.

2.5.4 Расчет электрокоагулятора

В объем расчета электрокоагулятора входят:

- определение необходимого количества аппаратов

Необходимое количество электрокоагулятора рассчитываем от общей производительности установки и паспортной допустимой производительности электрокоагулятора. [4]

$$n = V_{\text{общ}} / V_{\text{доп}} = \frac{1532,9}{800} = 1,92 \approx 2, \quad (2.74)$$

где $V_{\text{общ}}$ – общая производительность установки

$V_{\text{доп}}$ – количество нефтяной эмульсии, поступающей на электрокоагулятора

Принимаем $n = 2$ аппаратам.

2.5.5 Расчет печи трубчатой блочной ПТБ-10Э.

В расчет печи входят:

- определение количества печей, необходимого для нормального протекания процесса

- тепловой расчет подогревателя аппарата

(Расчетные данные получены из технологического регламента).

2.5.5.1 Определение необходимого количества печей ПТБ-10Э

Производительность печей ПТБ-10Э по нефти 200-500 м³/ч(колеблется в зависимости от свойств флюида, разницы значений температур на входе и выходе

печи и т.д.), принимаем 350 м³/ч.

Отсюда находим необходимое количество печей по формуле:

$$n = V_{\text{общ}} / V_{\text{доп}} = \frac{1417,23}{350} = 4,05 \approx 4, \quad (2.75)$$

где $V_{\text{общ}}$ - общая объемная производительность УПН по продукту, м³/ч

$V_{\text{доп}}$ - допустимая производительность (не больше), м³/ч

$$V_{\text{общ}} = G_{\text{общ}} / \rho^{315} = \frac{1250}{0,882} = 1417,23 \text{ м}^3 / \text{ч}, \quad (2.76)$$

где $G_{\text{общ}}$ - общая массовая производительность УПН, т/ч,

ρ^{315} – плотность нефти при 42 °С (315 °К), $\rho^{315} = 0,882$ м³/т.

Рассчитаем количество сырья, подаваемого на одну печь:

$$G = G_{\text{общ}} / 4 = 1,250 * 10^6 / 4 = 312,5 * 10^3 \text{ кг/ч} \quad (2.77)$$

Тепловой баланс печи ПТБ-10Э. Расчет КПД и расхода топлива.

Уравнение теплового баланса для ПТБ-10Э имеет следующий вид:

$$Q_{\text{прих.}} = Q_{\text{расх.}} \quad (2.78)$$

Расчет теплового баланса ведется на 1 кг топлива.

Статьи расхода тепла:

$$Q_{\text{расх.}} = q_{\text{пол.}} + q_{\text{ух.}} + q_{\text{ном.}}, \quad (2.79)$$

где $q_{пол}$ – количество тепла, полезно воспринятое в печи сырьем, кДж/кг.
 $q_{ух}$ – количество тепла, теряемое с уходящими из печи дымовыми газами, кДж/кг.

$q_{пот.}$ – количество тепла, теряемое в окружающую среду, кДж/кг.

Статьи прихода тепла:

$$Q_{прих.} = Q_p^H + C_m \cdot t_m + \alpha \cdot L_0 \cdot C_v \cdot t_v, \quad (2.80)$$

где C_m – теплоемкость топлива, кДж/кг;
 C_v – теплоемкость воздуха, кДж/кг;
 t_m – температура топлива, °С;
 t_v – температура воздуха, °С.

Теплом топлива и воздуха в технических расчетах можно пренебречь, т.к. его значение очень мало.

Мы пришли к следующему виду уравнения теплового баланса:

$$Q_{прих.} = Q_{расх.} \approx Q_p^H, \quad (2.80)$$

$$Q_{прих.} = q_{пол.} + q_{ух.} + q_{пот.} = Q_p^H, \quad (2.81)$$

$$\text{или } q_{пол.} = Q_p^H - q_{ух.} - q_{пот.}, \quad (2.82)$$

откуда КПД печи:

$$\eta = \frac{q_{пол.}}{Q_p^H} = 1 - \frac{q_{ух.}}{Q_p^H} - \frac{q_{пот.}}{Q_p^H}, \quad (2.83)$$

где $\frac{q_{yx.}}{Q_p^H}$ - потери тепла с уходящими дымовыми газами в долях от низшей теплотворной способности топлива;

$\frac{q_{nom.}}{Q_p^H}$ – потери в окружающую среду в долях от низшей теплотворной способности топлива.

Тепловые потери в окружающую среду $q_{пот.}$ составляют 2 % (0,02 в долях) т.е. $\frac{q_{nom.}}{Q_p^H} = 0,02$, получаем

$$q_{nom.} = Q_p^H \cdot 0,02 = 49570 \cdot 0,02 = 991,1 \text{ кДж/кг.} \quad (2.84)$$

Температуру уходящих дымовых газов определяем по следующей формуле:

$$t_{yx.} = t_1 + \Delta t = t_1 + (380 \div 430) \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2.85)$$

Где t_1 – температура нагреваемого продукта на входе в печи, $^\circ\text{C}$;

Δt – разность температур теплоносителей на выходе из печи; принимаем $\Delta t = 400 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$$t_{yx.} = 42 + 400 = 442, \text{ } ^\circ\text{C} (715 \text{ K}).$$

Определяем потери тепла с уходящими газами при найденной температуре:

$$q_{yx.} = q_{715} = (715 - 273) \cdot (2,82 \cdot 0,934 + 2 \cdot 1,95 + 0,38 \cdot 0,92 + 13,85 \cdot 1,04) = 9409,07 \text{ кДж/кг,} \quad (2.86)$$

$$q_{пол.} = 49570 - 9409,07 - 991,1 = 39169,83 \text{ кДж/кг.}$$

Далее определяем КПД печи:

$$\eta = 1 - \frac{9409,07}{49570} - 0,02 = 0,79.$$

Рассчитаем полезную тепловую нагрузку печи по формуле:

$$Q_{пол.} = G_H * c_H (t_K - t_H), \quad (2.87)$$

где G_H – производительность печи по сырью, кг/ч;

c_H – теплоемкость нефти, кДж/кг,

t_K – температура конечная,

t_H – температура начальная.

Теплоемкость нефти в зависимости от температуры и плотности можно определить по формуле.

$$C_H = 1,5072 + \frac{T - 223}{100} (1,8132 - 1,5072 \rho_{277}^{293}), \quad (2.88)$$

Температура нефти на входе 315К, при такой температуре плотность составляет 0,882 кг/м³:

$$C_H = 1,5072 + \frac{315 - 223}{100} (1,8132 - 1,5072 \cdot 0,882) = 1,756 \text{ кДж/кг} \cdot \text{K},$$

Теплоемкость воды с содержанием различных солей, кислот и оснований рассчитываем таким же способом таб. 2.13:

Таблица 2.13 - Средние теплоемкости солей.

	H ₂ CO ₃	H ₂ SO ₄	HCl	Ca(OH) ₂	Mg(OH) ₂	Na(OH)+K(OH)
Средняя теплоемкость, кДж/(кг·К)	0,576	1,416	0,766	1,181	1,320	1,332
Содержание, %	0,7	0,1	6	1	0,3	3

$$C_{\text{воды}} = 4,2 \cdot 0,9 + 0,576 \cdot 0,007 + 1,416 \cdot 0,002 + 0,766 \cdot 0,06 + 1,181 \cdot 0,01 + 1,320 \cdot 0,003 + 1,332 \cdot 0,03 = 3,89 \text{ кДж/кг} \cdot K$$

Т.к. нефть на входе имеет обводненность 0,5%, рассчитаем теплоемкость приходящей нефти по правилу смешения:

$$C_{\text{нз}} = 3,89 \cdot 0,005 + 1,756 \cdot 0,995 = 1,767 \text{ кДж/кг} \cdot K$$

Далее найдем полезную тепловую нагрузку печи:

$$Q_{\text{пол.}} = 312,5 \cdot 10^3 \cdot 1,767 \cdot 28 = 15,46 \cdot 10^6 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}.$$

Вычислим полную тепловую нагрузку печи по формуле:

$$Q_m = \frac{Q_{\text{пол.}}}{\eta} = \frac{15,46 \cdot 10^6}{0,79} = 19,56 \cdot 10^6 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 5,43 \text{ МВт.} \quad (2.89)$$

Находим расход топлива в час (часовой расход топлива):

$$B = \frac{Q_m}{Q_p^H} = \frac{19,56 \cdot 10^6}{49570} = 394,5 \text{ кг/ч.} \quad (2.90)$$

$$B_{\text{общ}} = 394,5 \cdot 4 = 1578 \text{ кг/ч}$$

Выводы: 1) расчеты данного этапа показали, что КПД нашей печи $\eta = 0,79$, что соответствует норме для печей такого типа;

2) полная тепловая нагрузка разделителя составила 5,43 МВт;

3) необходимое количество печей ПТБ-10Э 4 штук.

Расчет процесса горения топлива

Цель данного этапа: расчет низшей теплоты сгорания топлива, количества и состава продуктов сгорания, теплосодержания продуктов сгорания.

Низшая теплота сгорания топлива определяется по формуле:

$$Q_p^H = \sum Q_i^H \cdot C_i, \quad (2.91)$$

где Q_i^H – теплота сгорания компонента попутного газа,
 C_i – массовая доля газа;

$$Q_p^H = 50010 \cdot 0,94 + 47490 \cdot 0,02 + 46350 \cdot 0,015 + 45715 \cdot 0,02 = 49570 \text{ кДж/кг.}$$

Количество воздуха, необходимого для сгорания 1 кг топлива (теоретическое количество воздуха):

$$L_0 = 0,115 \cdot C + 0,345 \cdot H + 0,043 \cdot (S - O), \quad (2.92)$$

$$L_0 = 0,115 \cdot 77 + 0,345 \cdot 22 = 16,4 \text{ кг/кг.}$$

Фактический расход воздуха:

$$L = \alpha \cdot L_0, \quad (2.93)$$

где α – коэффициент избытка воздуха;

$$L = 1,1 \cdot 16,4 = 18 \text{ кг/кг.}$$

Количество продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг топлива, найдем по формуле:

$$G = 1 + \alpha \cdot L_0, \quad (2.94)$$

$$G = 1 + 1,1 \cdot 14,26 = 19 \text{ кг/кг.}$$

Также вычислим количество газов, образующихся при сгорании 1 кг топлива:

$$m_{CO_2} = 0,03667 \cdot C = 0,03667 \cdot 77 = 2,82 \text{ кг/кг};$$

$$m_{H_2O} = 0,09 \cdot H = 0,09 \cdot 22 = 2 \text{ кг/кг};$$

$$m_{O_2} = L_0(\alpha - 1) \cdot 0,232 = 16,4 \cdot (1,1 - 1) \cdot 0,232 = 0,38 \text{ кг/кг};$$

$$m_{N_2} = \alpha \cdot L_0 \cdot 0,768 = 1,1 \cdot 16,4 \cdot 0,768 = 13,85 \text{ кг/кг};$$

Проведем проверку, опираясь на условие: $\sum_{i=1}^M m_i = G$;

$$2,82 + 2 + 0,38 + 13,85 = 19,05 \text{ кг/кг} \approx 19 \text{ кг/кг.}$$

Объемный расход воздуха, необходимого для сгорания 1 кг топлива:

$$V_0 = 0,089 \cdot 77 + 0,267 \cdot 22 = 12,73 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Выводы: по результатам расчетов данного этапа низшая теплота сгорания топлива составила 49570 кДж/кг, также получено количество продуктов сгорания на 1 кг сжигаемого топлива – 19 кг/кг.

Упрощенный расчет камеры радиации

Цель этапа расчета: определение температуры продуктов сгорания, покидающих топку, и фактической теплонапряженности поверхности радиантных труб.4

Температуру продуктов сгорания, покидающих топку, находим методом последовательного приближения (метод итераций), используя уравнение:

$$T_n = 100 \cdot \sqrt[4]{\frac{1}{\Psi} \cdot \left[\frac{1}{C_s} \cdot \frac{H_p}{H_s} (q_p - q_{pk}) + \left(\frac{\theta}{100} \right)^4 \right]}, \quad (2.95)$$

где q_p - теплонапряженность поверхности радиантных труб (фактическая) , ккал/м²·ч;

q_{pk} – теплонапряженность приходящаяся на долю свободной конвекции, ккал/м²·ч;

H_p – поверхность нагрева радиантных труб, м²

H_p / H_s – отношение поверхностей, которое зависит от типа печи, от вида и способа сжигания топлива; принимаем $H_p / H_s = 2$

θ – средняя температура наружной стенки радиантных труб, К;

Ψ – коэффициент, для топок со свободным факелом $\Psi = 1,2$ [2, с.42];

$C_s = 4,96$ ккал/м²·ч·К – коэффициент лучеиспускания абсолютно черного тела.

Суть расчета методом итераций заключается в том, что мы определяем все параметры, входящие в формулу для расчета $T_{п}$ на основе заданной температуры продуктов сгорания $T_{п}$, которая находится в пределах 715÷850 К. Далее по формуле находим значение $T_{п}$ и сравниваем полученное значение с ранее принятым. Если отклонение значения составляет более 5%, то расчет продолжается с принятием значения $T_{п}$, рассчитанного в предыдущей итерации. Расчет продолжается до момента, когда заданное и рассчитанное значения $T_{п}$ не совпадут с минимально допустимой точностью.

Для первой итерации принимаем $T_{п} = 730$ К.

Средние массовые теплоемкости газов при температуре 730 К, кДж/кг·К:

$$C_{CO_2} = 0,934 ; C_{H_2O} = 1,92 ; C_{O_2} = 0,92 ; C_{N_2} = 1,04 ;$$

Теплосодержание продуктов сгорания при данной температуре:

$$I = (T_n - 273) \cdot (m_{CO_2} \cdot C_{CO_2} + m_{H_2O} \cdot C_{H_2O} + m_{O_2} \cdot C_{O_2} + m_{N_2} \cdot C_{N_2}), \quad (2.96)$$

$$I = (730 - 273) \cdot (2,82 \cdot 0,934 + 2 \cdot 1,95 + 0,38 \cdot 0,92 + 13,85 \cdot 1,04) = 9726,78 \text{ кДж/кг.}$$

Максимальная температура продуктов сгорания вычисляется из уравнения:

$$T_{\max} = T_0 + \frac{Q_p^H \cdot \eta_m}{\sum m_i \cdot C_i}, \quad (2.97)$$

где T_0 – приведенная температура продуктов сгорания; $T_0 = 293$ К;

$\eta_t = 0,99$ – коэффициент полезного действия топки;

$$T_{\max} = 293 + (49570 \cdot 0,99) / (2,82 \cdot 0,934 + 2 \cdot 1,95 + 0,38 \cdot 0,92 +$$

$$+13,85 \cdot 1,04)) = 2598,3 \text{ К.}$$

Средние массовые теплоемкости газов при температуре T_{\max} , кДж/кг·К:

$$C_{CO_2} = 1,124 ; C_{H_2O} = 2,61 ; C_{O_2} = 1,005 ; C_{N_2} = 1,15 ;$$

Теплосодержание продуктов сгорания при температуре T_{\max} :

$$I_{\max} = (T_{\max} - 273) \cdot \sum (m_i \cdot C_i) ; \quad (2.98)$$

$$I_{\max} = (2598,3 - 273) \cdot (2,82 \cdot 1,124 + 2 \cdot 2,61 + 0,38 \cdot 1,005 + 13,85 \cdot 1,15) = 57425,36 \text{ кДж/кг.}$$

Теплосодержание продуктов сгорания при температуре T_{yx} :

$$I_{yx} = q_{yx} = 9726,78 \text{ кДж/кг.}$$

Коэффициент прямой отдачи:

$$\mu = \frac{I_{\max} \cdot \eta_m - I}{I_{\max} \cdot \eta_m - I_{yx}} = \frac{57425,36 \cdot 0,99 - 9726,78}{57425,36 \cdot 0,99 - 9726,78} = 1. \quad (2.99)$$

Фактическая теплонапряженность поверхности радиантных труб:

$$q_p = \frac{Q_{пол.}}{H_p} \cdot \mu = \frac{15,46 \cdot 10^6 / 4,1868}{329,875} \cdot 1 = 111938 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч.} \quad (2.100)$$

Температура наружной стенки экрана определяется из уравнения:

$$\theta = t_{cp} + 273 + \frac{q_p}{\alpha_2} + \frac{q_p \cdot \delta}{\lambda} + \frac{q_p \cdot \delta_{зол.}}{\lambda_{зол.}}, \quad (2.101)$$

где α_2 – коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемому продукту; принимаем $\alpha_2 = 800$ ккал/м²·ч·К;

δ – толщина стенки трубы, $\delta = 0,008$ м ;

$\lambda = 30$ ккал/м·ч·К – коэффициент теплопроводности стенки трубы;

$\delta_{\text{зол.}} / \lambda_{\text{зол.}}$ – отношение толщины к коэффициенту теплопроводности зольных отложений; для жидких топлив $\delta_{\text{зол.}} / \lambda_{\text{зол.}} = 0,002$ м²·ч·К/ккал ;

$$t_{cp} = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{42 + 70}{2} = 112^\circ\text{C} \text{ – средняя температура нагреваемого продукта;}$$

$$\theta = 112 + 273 + \frac{111938}{800} + \frac{111938 \cdot 0,008}{30} + 111938 \cdot 0,002 = 424,36 \text{ K.}$$

Теплонапряженность поверхности радиантных труб, приходящаяся на долю свободной конвекции:

$$q_{p.k.} = 1,8 \cdot \sqrt[4]{(T_n - \theta)} \cdot (T_n - \theta); \quad (2.102)$$

$$q_{p.k.} = 1,8 \cdot \sqrt[4]{(730 - 424,36)} \cdot (730 - 424,36) = 2299,63 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч.}$$

Находим, температуру продуктов сгорания, покидающих топку:

$$T_n = 100 \cdot \sqrt[4]{\frac{1}{1,2} \cdot \left[\frac{1}{4,96} \cdot 2 \cdot (111938 - 2299,63) + \left(\frac{424,36}{100} \right)^4 \right]} = 755,13 \text{ K}$$

Рассчитанная T_p не расходится с начальным значением $T_{п}=715K$., принятым в начале расчета, более чем на 5%, тогда значение температуры продуктов сгорания принимаем $T_{п} = 755,13 K$.

Выводы: 1) мы рассчитали температуру продуктов сгорания, покидающих печь, при помощи метода итераций; значение температуры составило $T_p = 755,13 K$;

2) фактическая теплонапряженность поверхности радиантных труб при этом равна $q_p = 11193,8 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч}$;

3) сравнив вычисленное нами значение фактической теплонапряженности со значением теплонапряженности, допускаемым для данной печи $q_{доп.} = 12 \text{ Мкал/м}^2 \cdot \text{ч}$ мы можем сказать, что наша печь работает с небольшой недогрузкой.

2.5.6 Расчет резервуарного парка установки

Резервуары нефти предназначены для приема подготовленной продукции и окончательного отстоя. По мере накопления продукции в резервуаре будет наблюдаться дополнительное расслоение на товарную нефть, некондиционную нефть и подтоварную воду, поэтому откачка продуктов производится с трех уровней, в зависимости от состава продукта: товарная нефть со стояка $H=12 \text{ м}$, некондиционная нефть с отметки $H=5 \text{ м}$, подтоварная вода с уровня $H=0,5 \text{ м}$.

Номинальные объемы резервуаров для хранения нефти находим из объема годовой производительности нефти. Эти величины соответствуют значению производительности установки с учетом коэффициента заполнения резервуаров (79%) и условной плотности нефти ($0,890 \text{ кг/м}^3$). В качестве резервуаров хранения планируем использование рекомендованных в СНиП 2.11.033-93 наземных резервуаров по ГОСТ 1510-84 с плоским днищем и со стационарной конической или сферической крышей.

Результаты расчетов номинальных объемов резервуаров хранения нефти:

$$10800000 / (90 \cdot 0,890 \cdot 0.79) = 170672,73 \text{ м}^3.$$

Необходимое количество резервуаров находим исходя из:

время отстаивания нефти – 48ч;

время заполнения-14ч;

время опорожнения-14ч;

Принимаем 5 резервуаров вертикальных с стационарной конической или сферической крышей.

Диаметр резервуара 39,9 м, высота 18.0 м.

Расчет производственного энергопотребления:

Основной статьей энергозатрат резервуарного парка установки являются затраты электроэнергии на перекачивание нефти насосными агрегатами.

Насосная резервуарного парка установки оборудована пятью насосами.

- насосы центробежные для перекачки нефти из электрокоагулятора в резервуар РВС-20000 типа 12НДС-Нм-ТТ-Е-а – 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный).

Производительность насоса 300 м³/ч, мощность 870 кВт, напор 630 м.

- насос центробежный для откачки некондиционной нефти из резервуара РВС-20000 типа НМ 180-500 – 1 шт. (1рабочий). Производительность насоса 180 м³/ч, мощность 500 кВт, напор 500 м.

- насосы центробежные для откачки подтоварной воды из резервуара РВС-20000 типа НМ 125-550 – 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный). Производительность насоса 125 м³/ч, мощность 315 кВт, напор 550 м.

Расчет энергопотребления:

$$(870+500+315)=1685 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери нефти:

Для нефти основными являются потери от испарения. Потери от испарения происходят при хранении, заполнении, опорожнении резервуаров.

Причины потерь от испарения - высокие значения давления насыщенных паров нефти, переход легких фракций в газовую фазу. Испарение увеличивается

при повышении температуры поверхности или понижении давления в газовом пространстве резервуаров.

В течение суток резервуар поглощает энергию солнечного излучения, в результате чего температура и давление в газовом пространстве повышается до величины, на которую рассчитан клапан. После этого клапан открывается и паровоздушная смесь выходит в атмосферу, то есть происходит “малое дыхание”.

“Большое дыхание” - это процесс вытеснения паровоздушной смеси в атмосферу при наполнении резервуаров и транспортных емкостей нефтью или нефтепродуктами.

Потери от “больших дыханий” определяются количеством паров в вытесненной паровоздушной смеси.

Основная доля потерь (от 60 до 80%) при транспортировке и хранении приходится на резервуары.

В резервуарном парке происходят потери от испарения (до 75% всех потерь), утечек, смешения и аварий.

Потери нефтепродуктов в сырьевом парке на испарение (“большое” и “малое” дыхание емкостей) находим для резервуарного парка хранения нефти.[4]

В качестве норматива принимаем коэффициент оборачиваемости равный 90 для резервуаров с номинальным объемом 20 тыс. м³, что годовые потери на испарение от “больших и малых дыханий” (т/год) составляют 0,0203 % от номинальных объемов резервуаров, что составит:

$$10800000/90*0,0203=24360\text{т/год.}$$

3 Системы управления химико – технологическим процессом

3.1 Выбор и обоснование параметров автоматического контроля, регулирования, управления и сигнализации

Процесс предварительной подготовки нефти является непрерывным, пожаро - взрывоопасным. В таких производствах необходимо добиваться наибольшей автоматизации процессов, исключая тем самым, вредное воздействие опасных и вредных производственных факторов на обслуживающий персонал.

Основными измеряемыми параметрами являются – температура и давление системы, расход компонентов и уровень в аппаратах.

Давление регулируем в пробкоуловителях, трехфазных сепараторах и дегазаторах.

Для успешного разгазирования требуется, чтобы давление в аппарате было меньше парциального давления растворенного попутного газа.

В пробкоуловителях, где отделяется газ высокого давления, оптимальным давлением будет $P = 0,6$ МПа.

В трехфазном сепараторе, где отделяется газ среднего давления, оптимальным давлением будет $P = 0,3$ МПа.

А в дегазаторах, где отделяется остаточный газ, оптимальным давлением будет $P = 0,05$ МПа. При более высоких значениях газ отделяться не будет, а более низкие удастся получить только при использовании дорогостоящих вакуум-установок.

Во всех аппаратах на выходном газопроводе регулируется давление.

Для полноты протекающего процесса в аппаратах поддерживается постоянный уровень нефтяной эмульсии который регулируется клапаном стоящим на выходном трубопроводе аппаратов.

Пробкоуловитель - $L=3$ м;

Трехфазный сепаратор - $L=2,5$ м;

Электрокоагулятор - $L=3\text{м}$;

В путевых подогревателях регулируем температуру нефтяной эмульсии $T=45\text{ }^{\circ}\text{C}$ подачей горючего газа на горелки.

Так же во всех аппаратах осуществляем контроль температуры, так как она играет ключевую роль в процессе разрушения эмульсий и обводнении нефти.

Повышение температуры необходимо для увеличения разницы плотностей нефти и воды, вследствие которой будет происходить процесс расслоения нефтяной эмульсии. Вода, как более тяжелый компонент будет оседать, а нефть, как более легкий, будет всплывать.

При температуре менее $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ разницы плотностей нефти и воды недостаточно, чтобы процесс расслоения шел с достаточной скоростью.

Оптимальными температурами являются $35\text{--}45\text{ }^{\circ}\text{C}$.

При повышении температуры выше $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ скорость расслоения повышается незначительно, следовательно, нецелесообразно греть нефтяную эмульсию выше данных значений, так как это приведет к повышенному расходу газа, повышению нагрузки на печи и снижения их к.п.д.

Для учета материального баланса оборудования по всем приходящим и отходящим продуктам установлены расходомеры. [5]

3.2 Выбор и обоснование приборов и средств автоматизации

Предварительная подготовка нефти – процесс взрывопожароопасный, поэтому система управления (СУ) должна быть выполнена во взрыво- и пожаробезопасном исполнении. А также обеспечить достижение цели управления за счет заданной точности поддержания технологических регламентов в любых условия производства при соблюдении надежной безаварийной работы оборудования. При этом важно, чтобы она была по возможности проста и легка в эксплуатации.

Главной задачей при разработке СУ является выбор параметров, участвующих в управлении, то есть тех параметров, которые необходимо регулировать, контролировать и анализировать. По которым можно определить предаварийное состояние технологического объекта управления (ТОУ).

Приборы и средства автоматики, используемые на установках предварительной подготовки нефти, в основном электропневматические, это обусловлено тем, что на них постоянно действуют высокие температуры, большая концентрация паров нефтепродуктов, и многие другие факторы, влияющие на их точность показаний и долговечность.

По месту измерения параметра автоматизации чаще всего используют бесшкальные, герметичные, взрыво - пожаро - защищенные приборы, которые передают информацию по дистанционной передаче на щит оператора.

Для измерения температуры до 300 °С выбран термопреобразователь сопротивления платиновый ТСПУ Метран-276-Ех взрывозащищенного исполнения с унифицированным выходом 4-20 мА

Для измерения давления используем датчики Метран-100-ДИ искробезопасного исполнения, которые хорошо зарекомендовали себя в работе, имеют относительно низкую стоимость и обеспечивают достаточную точность измерений.

На всех входных и выходных трубопроводах устанавливаем универсальный вихревой счетчик расхода 'Тирэс-Т' которые применяются для точного измерения мгновенного и суммарного расходов невязких нефтепродуктов.

Для измерения уровня используем датчики серии Метран-100-ДГ искробезопасного исполнения. Данные датчики широко применимы, просты в обслуживании и удобны в эксплуатации, обладают малой величиной погрешности, и, что не маловажно, дешевле зарубежных аналогов.

Для преобразования электрического сигнала в пневматический используем преобразователь ЭП-3134-ЩО. Этот прибор выпускается во взрывозащищенном исполнении, применим во взрывоопасных зонах.

При выборе исполнительных механизмов следует учитывать диаметр условного прохода, допустимые пределы давления и температуры, возможность их полноценного функционирования при работе в условиях агрессивных сред и резких колебаний температуры. Данные требования удовлетворяют пневматические мембранные исполнительные механизмы.

Применяем регулирующие клапаны 30ч6бк – двухседельные, регулирующие, с пневматическим, исполнительным мембранным механизмом. Они предназначены для регулирования различных параметров технологического процесса и применяются на трубопроводах для жидких и газообразных сред. Применимы к агрессивным и непрерывно регулируемым средам.

SIMATIC S7 – 300 - модульный универсальный программируемый контроллер для построения систем автоматизации низкой и средней производительности. Широкий спектр модулей для максимальной адаптации к требованиям любой задачи. Гибкие возможности использования систем распределенного ввода-вывода и простое включение в различные типы промышленных сетей. Удобная для обслуживания конструкция, работа с естественным охлаждением, отсутствие буферной батареи, необслуживаемое сохранение данных при перебоях в питании контроллера. Высокая мощность, обеспечиваемая наличием большого количества встроенных функций.

Номинальный ток 2 А, номинальное напряжение на выходе 24 В. Блоки питания SITOP power обеспечивают качественную стабилизацию и фильтрацию выходного напряжения, защищают нагрузку от перенапряжений, перегрузок и коротких замыканий. Даже при сильных колебаниях входного напряжения, блоки питания SITOP power гарантируют формирование непрерывного и устойчивого выходного напряжения, компенсируя возмущения питающей сети, перенапряжения и помехи. Поэтому срок службы и эксплуатационная надежность подключенного оборудования существенно увеличивается.

Малый вес и простота установки блоков питания SITOP power ускоряет выполнение монтажных работ и снижает затраты на их проведение. Семейство SITOP power охватывает широкую гамму блоков питания с выходным напряжением = 24 В и мощностью нагрузки от 50 до 1000 Вт, блоков питания с альтернативными уровнями выходного напряжения, блоков бесперебойного питания. [5]

4 Безопасность и экологичность проекта

В своей деятельности ОАО «НК «Роснефть» уделяет особое внимание безопасности труда работников, сохранности здоровья населения, проживающего в районах деятельности компании. Данные направления относятся к числу приоритетных.

Четкое соблюдение требований промышленной безопасности и охраны труда всеми работниками и подрядчиками компании играет ключевую роль в успехе деятельности ОАО «НК «Роснефть».

Одним из приоритетов ЗАО «Ванкорнефть» является обеспечение максимальной безопасности, предотвращение негативного воздействия нефтедобычи на окружающую среду и сохранение ранимой северной природы. Деятельность компании полностью удовлетворяет всем требованиям природоохранного законодательства РФ и стандартам ОАО «НК «Роснефть», призванным обеспечить экологическую безопасность. [7]

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Наиболее опасными местами на установке являются: площадка пробкоуловителей; площадка путевых подогревателей; площадка трехфазных сепараторов; площадка электрокоагуляторов; площадка дегазаторов; модуль насосов; площадка резервуаров; колодцы промышленной канализации, прямки, где могут скапливаться газы.

Бригады рабочих и операторов во время работы с оборудованием в закрытом помещении насосной станции подвергаются различным опасным и вредным факторам (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Анализ опасных и вредных производственных факторов при работе насосной станции

Опасные и вредные производственные факторы (условные обозначения)	Каким источником вызываются факторы	Причины образования факторов
П-пожар	Трещина в сварном шве	Несоблюдение технологии сварки и термообработки
О-отравление	Углеводороды	При разгерметизации оборудования
ТР-травмирование	Технологическое оборудование	При неосторожном обращении
Э-поражение электротоком	Электрозадвижки освещение	Пробой изоляции, отсутствие заземления
Ш-шум	Работа вентиляторов, крыльчатка воздушного охлаждения насосов	
Психофизиологические	Физические перегрузки, нервно-психические перегрузки.	Статические и динамические перегрузки во время работы, умственное перенапряжение, эмоциональные перегрузки.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2% к начисленной оплате труда. [8, 9]

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Климат Туруханского района резко континентальный субарктический, средние температуры июля 16,7 °С, января –26,3 °С, могут быть морозы до –61 °С. В среднем за год выпадает около 400 мм осадков.

Оборудование установки предварительной подготовки нефти находится на открытой площадке, вспомогательные рабочие, в холодный период года подвергаются воздействию климатических факторов. Некоторые виды работ производятся в производственном помещении, объем которого составляет 600 м³.

В холодный период года поддержание оптимальных параметров температурного режима происходит с помощью системы электрического отопления. В зданиях и помещениях поддерживается температура 14-20 °С.

Для обеспечения оптимального теплового баланса организма в холодный период года рабочие обеспечиваются теплой одеждой и специальными помещениями для обогрева (или охлаждения в теплый период года). [10,11]

Для нормализации воздушной среды и защиты от воздействия химических факторов предусмотрена общеобменная приточная вентиляция в помещении насосных. [12]

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Основное оборудование УПН находится на открытой площадке. Для обеспечения подъездов к зданиям и сооружениям запроектированы внутриплощадочные проезды. Система проездов кольцевая и тупиковая с разворотными площадками в конце проезда, что позволяет, в случае возникновения аварийной ситуации, организовать эвакуацию персонала и проезд техники для локализации аварии и ликвидации ее последствий.

На основании расчета воздухообмена в производственном помещении принимаем вентиляторный агрегат А10.090-1, вентилятор В-Ц4-70 с максимальной производительностью $L_{всн} = 26500 \text{ м}^3/\text{ч}$, полным давлением $P = 380 \text{ Па}$. [13]

Освещение в операторной осуществляется пылевлагозащищенными светильниками типа ПВЛ-1с люминесцентными лампами белого света. Освещенность рабочей поверхности не менее 100 лк. В помещениях насосных освещение осуществляется светильниками повышенной надежности против взрыва типа НОГЛ-80 с люминесцентными лампами белого света. Освещенность на рабочей поверхности не менее 100 лк. Аварийное освещение обеспечивается светильниками с лампами накаливания, освещенность на не менее 2 лк. [14]

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [15]

Во взрывоопасных помещениях и снаружи, перед входными дверями предусмотрено устройство световой и звуковой сигнализации о загазованности воздушной среды.

Каждый оператор должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [7]

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Основными вредными веществами являются углеводороды, сероводород, окись углерода, аммиак, химреагенты.

Причиной выделения углеводородов, дымовых газов является несовершенство технологического процесса. Вредные вещества выделяются через неплотности в насосно-компрессорном оборудовании и арматуре, из открытых лотков, незакрытых воздушников отдельных аппаратов.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.3. [16]

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м3
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ —C ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C ₁ —C ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует

применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом рабочую площадку и проведением газоопасных работ. [9]

Для защиты рабочих от поражения электрическим током применяются: изолирующие электрозащитные средства для персонала, обслуживающего электроустановки, от поражения электрическим током; устройства защитного заземления и заземления электрооборудования, автоматического отключения нетоковедущих металлических частей оборудования (кожухи насосов, компрессоров, воздушных холодильников).

К работе допускаются лица, имеющие квалификационную группу или наряд для проведения работ.[17, 18]

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Установка предварительной подготовки нефти по взрывопожароопасности относится к категории А. По классификации взрывоопасных зон к классу В – 1г. [17] Критическими значениями параметров на установке предварительной подготовки нефти являются расчетные давление и температура. Превышение этих параметров может привести к разгерметизации аппаратов и выбросу горячих сред в атмосферу.

Таблица 18 – Характеристика взрывопожароопасности и токсичности применяемых веществ

Наименование	Класс опасности	Температура, С°			Концентрационный предел воспламенения % объемн.		Предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м³
		Вспышки	Воспламенения	Самовоспламенения	Нижний предел	Верхний предел	
1	2	3	4	5	6	7	9
Нефть	3	+15...29	-	200...300	1,4	7,4	10
Нефтяной газ	4		-	535	4,5	15	300 (пар)
Дезэмульгатор СНПХ-4315Д	4	28	30	423			5 (по метанолу) 50 (по толуолу)
Ингибитор коррозии СНПХ-1004	3	23	-	320	-	-	10 (по растворителю)

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара помещения оборудованы пожарной сигнализацией и автоматическими системами пожаротушения. Также в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению. [19]

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Внутренними источниками возникновения ЧС являются:

- разрушение топливных печей (в результате теракта, землетрясения, грубого нарушения технологического процесса), при этом возникают возгорания и пожары, короткие замыкания в электрических сетях, задымленность и загазованность на территории предприятия, поражения персонала (травмы различной тяжести, ожоги, отравления угарным газом);
- взрыв оборудования и коммуникаций (нарушение правил устройства и безопасной эксплуатации, механическое воздействие): взрыв сепараторов, насосных, разрушение резервуаров, трубопроводов; под воздействием ударной волны разрушаются конструкции зданий, поражения персонала, остановка производства. Возможны радиоактивные загрязнения территории и радиационные поражения.

Технологический процесс подготовки нефти выполняется непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на установке подготовки составляет 25 человек в одну смену.

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На предприятия находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть нефтяных трубопроводов.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования установки, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью

установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии необходимо:

- обучать работников действиям в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;
- создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии, поддерживать их в пригодном к использованию состоянии.

4.7 Экологичность проекта

Источниками вредных выбросов в атмосферу на установке предварительной подготовки нефти являются резервуары с нефтью и нефтепродуктами, очистные сооружения, технологические установки. Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу являются углеводороды, сероводород, окись углерода, аммиак, химреагенты.

Для защите воздушного бассейна в проекте установки предусмотрены следующие мероприятия:

- сброс от предохранительных клапанов осуществляется в закрытую систему на факел;
- работа всех открытых аппаратов производится под подушкой азота или углеводородного газа со сбросом в факельную линию;
- исключены все постоянные выбросы продуктов на факел и в атмосферу за счет герметизации оборудования и насосов;
- технологический процесс осуществляется в герметически закрытой аппаратуре под избыточным давлением;
- дымовые газы удаляются через дымовую трубу, которая обеспечивает необходимое рассеивание в атмосфере. [20]

По защите водоемов предусмотрены следующие мероприятия:

сооружения механической очистки (решетки, сита, песколовки, отстойники, фильтры), сооружения биологической очистки (биофильтры, аэротенки), для уменьшения водопотребления на установке максимально использованы аппараты воздушного охлаждения. Для гидроудаления кокса из реакторов в составе установки предусмотрена замкнутая система оборотного водоснабжения с собственным блоком подготовки воды. [20]

5 Основные технико-экономические показатели

5.1 Планирование производства

5.1.1 Режим работы цеха эффективный фонд времени работы оборудования

Режим работы цеха характеризуется прерывной или непрерывной рабочей неделей, числом смен в сутки и продолжительностью рабочей смены в часах. [26]

Календарный фонд времени (T_k) равен количеству календарных дней в плановом периоде. $T_k = 365$ дней или $365 \times 24 = 8760$ часов.

Номинальный фонд времени (T_n) равен числу дней работы оборудования в зависимости от установленного режима производства без учёта простоев оборудования в ремонтах и регламентированных остановок.

Эффективный фонд времени ($T_{эф}$) равен разнице между T_n и временем простоя оборудования в ремонтах ($T_{рем}$). $T_{эф} = T_n - T_{рем}$.

При непрерывном режиме производства T_n совпадает с T_k .

Продолжительность простоя оборудования в ремонтах определяют по нормативам.

Время простоя в ремонтах определяют следующим образом. Считают количество ремонтов за ремонтный цикл.

Количество капитальных ремонтов (P_k) за ремонтный цикл равно 1.

Количество средних ремонтов ($P_{ср}$) за ремонтный цикл:

$$P_{ср} = P_{Ц} / P_{ср} - P_k = P_{Ц} / P_{ср} - 1, \quad (5.1)$$

где $P_{Ц}$ – длительность ремонтного цикла, ч;

$P_{ср}$ – пробег оборудования между средними ремонтами, ч.

Количество текущих ремонтов (P_t) за ремонтный цикл:

$$P_m = PЦ / П_m - P_{cp} - P_k = PЦ / П_m - P_{cp} - 1, \quad (5.2)$$

где $П_t$ – пробег оборудования между текущими ремонтами, ч.

Время простоя оборудования в ремонтах находят суммированием произведений количества ремонтов на время простоя по каждому виду ремонта.

Исходные данные.

Ремонтный цикл – 365 дней.

Количество капитальных ремонтов – 1.

Время простоя в капитальном ремонте – 21 день.

Время работы оборудования между средними ремонтами – 120 дней.

Время простоя в среднем ремонте – 5 дней.

Время работы оборудования между текущими ремонтами – 30 дней.

Время простоя в текущем ремонте – 1 день.

Количество средних ремонтов:

$$P_{cp} = 365 / 120 - 1 = 3 - 1 = 2.$$

Время простоя в средних ремонтах:

$$5 \cdot 2 = 10 \text{ дней} = 240 \text{ часов.}$$

Количество текущих ремонтов:

$$P_{тек} = 365 / 30 - 2 - 1 = 9.$$

Время простоя в текущих ремонтах:

$$1 \cdot 9 = 9 \text{ дней} = 216 \text{ часов.}$$

Итоги расчёта заносим в таблицу 5.1

Таблица 5.1 - Баланс рабочего времени оборудования

Наименование	Вид производства (непрерывное)	
	дни	часы
Календарный фонд времени	365	8760
Выходные, праздничные дни	-	-
Номинальный фонд времени	365	8760
Простои оборудования		
1. Капитальный ремонт	21	504
2. Средний ремонт	10	240

Окончание таблицы 5.1

Наименование	Вид производства (непрерывное)	
	дни	часы
3. Текущий ремонт	9	216
ИТОГО простои в ремонтах	40	960
Эффективный фонд времени	325	7800

5.1.2 Расчёт производственной программы

Объём производства равен 10,8 млн. тонн в год. Требуется подтвердить возможность выпуска заданного объёма продукции выбранным в технологическом проекте оборудованием.

Производственную мощность предприятия (М) рассчитывают:

$$M = Pr \cdot T_{эф} \cdot H \quad (5.3)$$

где Пр – часовая производительность ведущего оборудования;
Тэф – эффективный фонд времени, часы (брали из табл. 5.1);
Н – количество ведущего оборудования (равно 10).

$$M = 346,15 \cdot 7800 \cdot 4 = 10800000 \text{ т / год} \quad (5.4)$$

5.2 Расчет стоимости основных фондов

5.2.1. Расчёт стоимости зданий и сооружений

Изначально стоимость зданий и сооружений можно принять по данным предприятия. В случае, если требуется рассчитать новое производство и строительство, то необходимо учесть следующие показатели: объём, высотность строящихся объектов и нормативы стоимости их строительства.

[26]

Таблица 5.2 - Нормативы стоимости строительства, тыс.руб. за 1 м.куб.

Наименование	Объём здания, тыс. м.куб.		
	До 10	10 – 50	Свыше 50
1	2	2	4
Промышленные здания:			
1. 1-но этажные	0,6-1,0	0,5-0,9	0,7
2. многоэтажные	1,0-1,3	1,1-1,4	1,0

В данном производстве:

операторная – двухэтажная:

объем 40х20х10 м – 8000 м³;

стоимость строительства промышленных зданий 1,3 тыс. руб. за 1 м³ – 10400 тыс. руб.

Таблица 5.3 - Затраты на строительство зданий и сооружений.

Наименование строения	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Промышленные здания	10400
Сооружения и передаточные устройства	4160
ВСЕГО	14560

Стоимость сооружений и передаточных устройств принимаем в размере 40% от стоимости зданий.

5.2.2 Расчёт стоимости технологического оборудования, транспортных средств, инструмента и инвентаря

Стоимость основного технологического оборудования берётся на предприятии во время прохождения учебных практик. Прочее и мелкое оборудование отдельно не рассчитывается, а его стоимость принимается в размере 20 % от стоимости основного оборудования. Дополнительно к сумме стоимости основного и прочего оборудования добавляется стоимость

транспортных, монтажных и специальных расходов, величину которых суммарно можно принять в размере 30% от общей стоимости оборудования.

Итоги расчетов заносятся в таблицу 5.4

Таблица 5.4 - Полная стоимость технологического оборудования

Наименование	Количество	Цена, тыс.руб	Стоимость, тыс.руб
1	2	3	4
1.Основное технологическое оборудование			
1. Пробкоуловитель	3	50000	150000
2. Путьевой подогреватель	10	30000	300000
3.Трехфазный сепаратор	4	60000	240000
4. Дегазатор	2	45000	90000
5. Электрокоагулятор	2	70000	140000
Итого			920000
2. Прочее оборудование	по нормативам		184000
Итого п.1+п.2			1004000
3. Транспортные, монтажные, спецработы	по нормативам		331200
4. Всего: Полная стоимость технологического оборудования			1335200

Стоимость транспортных средств отдельно не рассчитывается, а её величину принимают в размере 10% от полной стоимости технологического оборудования.

Также отдельно не считается стоимость контрольно-измерительных приборов (КИП), инструментов и инвентаря, величину которых принимают в размере 3% от полной стоимости технологического оборудования. [26]

Далее необходимо определить сумму амортизационных отчислений, которые считаются отдельно по каждой группе основных фондов по формуле:

$$A = \Phi \cdot N_a / 100\% \text{ (тыс.руб.)}, \quad (5.5)$$

где A - амортизация по конкретной группе основных фондов, тыс.руб.,

Ф – стоимость конкретной группы основных фондов, тыс.руб.,

На - соответствующая норма амортизации, %.

Данные расчётов заносят в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 - Амортизация основных фондов

Группы основных фондов	Стоимость основных фондов, тыс.руб	Норма амортизации, %	Амортизация, тыс.руб
1	2	3	4
1. Здания	10400	2,5	260
2. Сооружения и передаточные устройства	4160	6	249,6
3. Технологическое оборудование	1335200	12,5	166900
4. Транспортные средства	133520	16	21363,2
5. КИП, инструменты и инвентарь	40056	25	10014
Итого	1749676		198786,8

5.3 Расчет численности персонала

В данном разделе производится расчёт численности персонала по категориям: рабочие, руководители, специалисты, технические исполнители.

Категория «рабочие» подразделяется на три подгруппы: основные, вспомогательные, прочие.

Основные рабочие обеспечивают основной технологический процесс (выпуск продукции) и работают по графику принятого технологического режима – прерывный или непрерывный.

Вспомогательные рабочие обеспечивают обслуживание основного технологического процесса и подразделяются на две группы: дежурные и ремонтные.

Дежурный персонал работает совместно с основными рабочими по такому же графику. Если технологический режим непрерывен, они работают по графикам сменности.

Ремонтные рабочие работают в одну смену независимо от технологического режима (прерывный график).

Прочие рабочие выполняют различные подсобные функции и работают, как правило, по прерывному графику.

Для расчёта численности рабочих необходимо составить график сменности (для непрерывного режима работы) и годовой баланс рабочего времени одного рабочего. Исходными данными для баланса являются: технологический режим (прерывный или непрерывный), количество рабочих смен, количество планируемых невыходов (по данным предприятия). [27]

В непрерывном производстве в зависимости от условий труда применяются 4-х бригадные графики работы (нормальные и вредные условия труда) и 5-ти бригадные графики - (особо вредные условия труда).

4-х бригадный график работы.

Режим работы рабочих – непрерывный (круглосуточный).

Число смен – 3, число бригад – 4.

Условия труда – вредные и тяжёлые.

Сменооборот – 12 дней.

Условное обозначение бригад: А, Б, В, Г.

Рабочий график бригад занесен в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Четырёх-бригадный график

Смена, часы	Числа месяца											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-я (ночная) 00– 08	А	А	А	Б	Б	Б	В	В	В	Г	Г	Г
2-я (дневная) 08 – 16	В	Г	Г	Г	А	А	А	Б	Б	Б	В	В
3-я (вечерняя) 16 – 24	Б	Б	В	В	В	Г	Г	Г	А	А	А	Б
Выходной	Г	В	Б	А	Г	В	Б	А	Г	В	Б	А

Число выходов за сменооборот – 9, число выходных – 3.

Количество сменоборотов за год:

$$365/12=30,4.$$

Количество выходных за год:

$$30,4 \cdot 3=91.$$

Далее составляется годовой баланс рабочего времени одного рабочего.

Таблица 5.7– Годовой баланс рабочего времени одного рабочего

Наименование	Непрерывный режим	Прерывный режим
	8-ми часовая смена, 4-х бригадный график	5-ти дневная рабочая неделя
1	2	3
1. Календарный фонд времени, дни	365	365
2. Выходные, дни	91	104
3. Праздничные, дни	–	12
Номинальный фонд времени, дни	274	249
I. Планируемые невыходы:	30	28
1. Очередные и дополнительные отпуска, дни	7	5
2. Болезни, дни	1	1
3. Учебный отпуск, дни	1	1
4. Прочие, дни	39	35
Итого невыходов, дни		
II. Эффективный фонд времени, дни	235	214
III. Продолжительность рабочей смены, часы	8	8
IV. Эффективный фонд времени, часы	1880	1712

Для учёта рабочих, находящихся в отпусках, отсутствующих по болезни и другим разрешённым законом причинам, необходимо рассчитать коэффициент резерва.

$$K_{рез} = T_{ном} / T_{эф}, \quad (5.6)$$

где $T_{ном}$ – номинальный годовой фонд времени рабочего, дни,

$T_{эф}$ – эффективный годовой фонд времени рабочего, дни.

В нашем случае:

$$K_1 = 274 / 235 = 1,166,$$

$$K_2 = 248 / 214 = 1,163,$$

При расчёте численности рабочих используются следующие понятия.

Сменная численность – число рабочих, выходящих на работу в конкретную смену.

Явочная численность – число рабочих, выходящих на работу в течение суток во все смены. В случае прерывного производства сменная и явочная численность совпадают.

Штатная численность – численность рабочих в течение суток с учётом тех рабочих, которые находятся на отдыхе между сменами согласно графику сменности. В прерывном производстве явочная и штатная численность совпадают.

Списочная численность – численность рабочих, состоящих в списке предприятия и учитывающая рабочих, находящихся в данный момент в отпусках, отсутствующих по болезни и другим разрешённым законом причинам. [27]

Расчет численности рабочих приведен в таблице 5.8.

Таблица 5.8 - Расчет численности рабочих

Наименование	Разряд	Сменная численность, чел	Число смен	Явочная численность, чел	Штатная численность, чел	Коэффициент резерва	Списочная численность, чел
1	2	3	4	5	6	7	8
I. Основные рабочие							
1. Оператор технологических установок (старший)	VI	1	3	3	4	1,166	5
2. Оператор технологических установок	V	3	3	9	12	1,166	14
3. Оператор технологических установок	IV	1	3	3	4	1,166	5
Итого		5		15	20		24
II. Вспомогательные рабочие							
Дежурный персонал:							
1. Машинист технологических насосов	V	2	3	6	8	1,166	10
2. Электрик	IV	1	3	3	4	1,166	5

Окончание таблицы 5.8

Наименование	Разряд	Сменная численность, чел	Число смен	Явочная численность, чел	Штатная численность, чел	Коэффициент резерва	Списочная численность, чел
Итого		3		9	12		15
Ремонтный персонал:							
1. Оператор КИПиА	V	2	1	2	2	1,163	3
2. Наладчик технологического оборудования	VI	2	1	2	2	1,163	3
Итого		4		4	4		6
Всего п. II		7		13	16		21
Всего рабочих		12		28	36		45

5.4 Расчет фондов заработной платы персонала

5.4.1 Расчет фонда зарплаты рабочих

Расчёт фонда зарплаты рабочих производят отдельно по каждой группе рабочих, так как их фонд зарплаты включается отдельно в соответствующие статьи калькуляции себестоимости.

Основой для расчёта являются списочный состав рабочих, их тарифные ставки и эффективный фонд времени. Результаты расчета сведены в таблицы 5.9, 5.10.

Таблица 5.9 - Расчет тарифного фонда зарплаты рабочих

Наименование	Списочная численность, чел	Часовая тарифная ставка, руб.	Эффективный фонд времени, часы		Тарифный фонд зарплаты, тыс.руб.
			Одного рабочего	Всех рабочих	
1	2	3	4	5	6
I. Основные рабочие					
1. Оператор технологических установок (старший)	5	50	1880	9400	470
2. Оператор технологических установок	14	45	1880	26320	1184,4
3. Оператор технологических установок	5	40	1880	9400	376
Итого	24				2030,4
II. Вспомогательные рабочие					
Дежурный персонал					
1. Машинист технологических насосов	10	40	1880	18800	752
2. Электрик	5	38	1800	9000	342
Итого	15				1094
Ремонтный персонал					

Окончание таблицы 5.9

1	2	3	4	5	6
1. Оператор КИПиА	3	36	1712	5136	184,896
2. Наладчик технологического оборудования	3	35	1712	5136	179,76
Итого	6				364,656

Таблица 5.10 - Расчет годового фонда зарплаты рабочих

Наименование	Тарифный фонд зарплаты, тыс. руб.	Доплаты к тарифу		Часовой фонд	Доплаты к часовому фонду		Дневной фонд, тыс. руб.	Доплаты к дневному фонду		Годовой фонд, тыс. руб.	Год. фонд с учетом РК и север. надбав., тыс. руб.
		%.	тыс. руб.		%	тыс. руб.		%	тыс. руб.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I. Основные рабочие	2030,4	52	1055,808	3086,21	1	30,86208	3117,07008	18	561,073	3678,143	5517,214
II. Вспомогательные рабочие											
1. Дежурный персонал	1094	52	568,88	1662,88	1	16,6288	1679,5088	18	302,312	1981,820	2972,731
2. Ремонтный персонал	364,656	25	91,164	455,82	1	4,5582	460,3782	18	82,868	543,246	814,869
ВСЕГО	3489,056		1715,852	5204,91		52,04908	5256,95708		946,252	6203,209	9304,814

Доплаты к тарифу складываются из:

Премий – 15%.

За работу в вечернее и ночное время.

Доплаты производятся только для рабочих, работающих по графикам сменности (непрерывный режим).

Доплаты за работу в вечернее время составляют 20% часовой тарифной ставки рабочего за каждый час работы в вечернее время. Доплаты за работу в ночное время - 40% соответственно. Итого доплаты в среднем за сутки (за год) составят:

$$Д = (20\% + 40\%) / 3 \text{ смены} = 20\%. \quad (5.7)$$

3. За работу в праздничные дни.

Доплаты производят только для рабочих, работающих по непрерывному графику – 2%.

Профессиональное мастерство.

Совмещение профессий.

Руководство бригадой неосвобождённым бригадирам.

Обучение учеников.

Сумму доплат по пунктам 4-7 можно принять в размере 10%.

Доплаты к часовому фонду складываются из оплаты перерывов кормящим матерям и доплат подросткам 16-18 лет за неполный рабочий день – 1%.

Доплаты к дневному фонду складываются из:

Оплаты очередных и дополнительных отпусков.

Оплаты учебных отпусков.

Оплаты за время выполнения государственных обязанностей.

Оплаты за время повышения квалификации с отрывом от производства.

Доплаты по пунктам 4.1-4 составляют:

$$Д = (O1+O2+O3+O4) * 100\% / Тэф, \quad (5.8)$$

где O1, O2, O3, O4 – число дней отпуска по пунктам 4.1-4,

Тэф – эффективный фонд времени, дни.

$$Досн=39*100/235=18\%$$

$$Двсп=35*100/214=18\%$$

Для Красноярска РК = 20%, Северные надбавки – 30%. Итого, общие надбавки по РК будут равны 50% (общий РК = 1,5).

5.4.2 Расчёт фонда зарплаты цехового персонала

Численность цехового персонала рассчитывают исходя из типовых нормативов численности. Расчёт фонда зарплаты производят на основе схемы должностных окладов. Данные для расчёта берутся на предприятии.

Результаты расчета в таблице 5.11.

Таблица 5.11- Расчет фонда зарплаты цехового персонала

Категории персонала	Численность, чел.	Должностной оклад, тыс.руб.	Доплата за вредность, тыс.руб.	Общий оклад, тыс. руб.	Годовой фонд зарплаты, тыс.руб.	С учётом РК, тыс.руб.
1	2	3	4	5	6	7
Руководители						
1. Начальник УПН	1	70	7	77	924	1386
2. Механик УПН	1	55	5,5	60,5	726	1089
ИТОГО	2				1650	2475
Специалисты						
1.Инженер УПН	1	50	-	50	600	900
2. Бухгалтер	1	40	-	40	480	720
ИТОГО	2				1080	1620
Прочие служащие						
Табельщик	1	35	-	35	420	630
Завхоз	1	33	-	33	396	594
ИТОГО	2				816	1224
ВСЕГО	6				3546	5319

Доплата за вредность осуществляется работникам при их постоянной занятости не менее 50% процентов рабочего времени на участках, цехах, производствах, где более половины рабочих получают доплату за вредность. Величину доплат можно принять в размере 10%. [28]

5.5 Планирование себестоимости продукции

5.5.1 Расчёт сметы расходов по содержанию и эксплуатации оборудования.

В данном разделе производится расчёт цеховой и полной себестоимости продукции.

Расчёт общезаводских и внепроизводственных расходов производится по укрупнённым нормативам. Сметы расходов приведены в таб. 5.12; 5.13.

Таблица 5.12- Смета расходов по содержанию и эксплуатации оборудования

I. Содержание оборудования		
I.1. Зарплата дежурных рабочих	2972,731	Табл. 4.2
I.2. Единый социальный налог (ЕСН)	1010,73	34% п. I.1
I.3. Смазочные и обтирочные материалы	6676	0,5 % ст. IV табл. 2.3
I.4. Услуги мастерских	20028	1,5% ст. IV табл.2.3
Итого	30687,461	
II. Текущий ремонт оборудования		
II.1. Зарплата ремонтных рабочих	814,869	Табл. 4.2
II.2. ЕСН	277,056	34% п. II.1
II.3. Материалы для ремонта	13352	1 % ст. IV табл. 2.3
II.4. Услуги вспомогательных цехов	40056	3% ст. IV табл. 2.3

Окончание таблицы 5.12

1	2	3
Статьи расходов	Сумма расходов, тыс.руб.	Пояснения к расчёту
1	2	3
Итого	54499,925	
III. Амортизация оборудования и других активных фондов	198277,2	Ст.3-5 табл. 2.4 гр.4
IV. Содержание транспорта и расходы по его эксплуатации	13352	10% ст.4 табл.2.4 гр.2
V. Износ малоценного инвентаря	600,84	1,5% ст.5 табл.2.4 гр.2
Итого	212230,04	
всего по смете	297417,426	

Таблица 5.13- Смета цеховых расходов

Статьи расходов	Сумма расходов, тыс.руб.	Пояснения к расчёту
1	2	3
I. Содержание цехового персонала		
I.1. Зарплата цехового персонала	5148	Табл.4.2
I.2. ЕСН	1750,3	34% от ст.1.1
Итого	6898,3	
II. Содержание здания цеха и сооружений	436,8	3% ст.1-2 табл.2.4 гр.2
III. Текущий ремонт зданий и сооружений	145,6	1% ст.1-2 табл.2.4 гр.2
IV. Амортизация здания цеха и сооружений	509,6	Ст.1-2 табл.2.4 гр.4
V. Расходы по охране труда и ТБ	1428,96	10% от зарплаты всех рабочих
VII. Прочие цеховые расходы	145,6	1% ст.1-2 табл.2.4 гр.2
Итого	2666,56	
Всего по смете	9564,86	

Поскольку отдельно не рассчитывалась стоимость основных фондов всего предприятия, численность персонала заводоуправления и других

подразделений, а также другие общепроизводственные расходы, величину общезаводских расходов можно принять в размере 10% от цеховой себестоимости, а внепроизводственных – 1% от производственной себестоимости.

5.6 Расчет себестоимости продукции

Для составления калькуляции себестоимости продукции используются данные предыдущих расчётов.

В качестве калькуляционных единиц применяют те же натуральные единицы, которые служат для измерения объёма производства. Если производственная программа рассчитана в условных единицах, то для составления калькуляции используют объём продукции в условных единицах.

Наименование продукции: товарная нефть

Калькуляционная единица: тонна

Годовой выпуск: 10800000

Оптовая цена: 6000 руб.

Калькуляция себестоимости приведена в таблице 5.14.

Таблица 5.14 - Калькуляция себестоимости

Статьи калькуляции	Единица измерения	Расходы на единицу			Расходы 0 весь выпуск	
		Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.	Кол-во	Сумма, тыс.руб.
1	2	3	4	5	6	7
1. Сырьё и основные материалы						
Нефтяная эмульсия	Тонна	1,25	4215	5268,75	13500000	56902500
Итого		1,25		5268,75	13500000	56902500
2. вспомо-гательные материалы						
а) деэмульгатор СНПХ - 4315	Тонна	0,00004	30000	1,2	432	12960
б) ингибитор коррозии CRV - 82275	Тонна	0,00005	40000	2	540	21600
в) ингибитор солеотложения РАО 85641	Тонна	0,00005	35000	1,75	540	18900
Итого		0,00014		4,95	1890	53460
3. Энергия, пар, вода, топливо на технологи-ческие цели						
а) энергия	кВт*ч	14,7	1	14,7	158760000	158760
г) топливо	тонн	0,005	1000	5	67500	67500

Окончание таблицы 5.14

Статьи калькуляции	Единица измерения	Расходы на единицу			Расходы 0 весь выпуск	
		Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.	Кол-во	Сумма, тыс.руб.
1	2	3	4	5	6	7
Итого		-		19,7	158827500	226260
4. Зарплата основных рабочих				0,4766		5148
5. ЕСН				0,1620		1750,3
6. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования				27,5386		297417,426
7. Цеховые расходы				0,2469		2666,56
Итого: Цеховая себестоимость				5323,0742		57489202,286
8. Общезаводские расходы				532,3074		5748920,2286
Итого: Производственная себестоимость				5855,3817		63238122,5146
9. Внепроизводственные расходы				58,5538		632381,225146
Итого Полная себестоимость				5913,9355		63870503,739746

5.7 Планирование прибыли

В данном разделе рассчитывают прибыль от реализации продукции, рентабельность производства и срок окупаемости капитальных вложений.

5.7.1 Расчёт прибыли от реализации продукции

При расчёте прибыли можно принять, что остатки готовой продукции на складе на начало и конец месяца равны, тогда объём реализованной продукции будет равен величине товарной продукции, рассчитанной в производственной программе. [28]

Результаты расчета прибыли сведены в таблицу 5.15.

Таблица 5.15 -Расчёт прибыли от реализации продукции

Наименование продукции	Реализуемая продукция					Прибыль, тыс.руб.
	По полной себестоимости			По оптовым ценам		
	Количество	Себестоимость единицы, руб.	Сумма, тыс.руб.	Цена, руб.	Сумма, тыс.руб	
1	2	3	4	5	6	7
1 Нефтяная эмульсия	10800000	5913,9355	63870503,739746	6000	64800000	929496,260254

5.7.2 Расчет эффективности производства

Для расчёта уровня рентабельности производства необходимо определить стоимость основных фондов и оборотных средств всего предприятия.

Для этого к стоимости основных фондов цеха добавляют стоимость других фондов предприятия, которые отдельно не рассчитывались, а их величину принимают в размере 100% от стоимости фондов цеха.

$$\Phi_o = 2 * 1749676 = 3499352 \text{ тыс.руб.} \quad (5.9)$$

Оборотные средства принимают в размере 10% от полной стоимости основных фондов.

$$O_c = 349935,2 \text{ тыс.руб}$$

$$1. \quad P = \text{Пр} * 100\% / (\Phi_o + O_c) = 929496,260254 * 100\% / (3499352 + 349935,2) = 24,14\% \quad (5.10)$$

где P – рентабельность производства, %,

Пр – прибыль от реализации, тыс.руб.,

Φ_o – стоимость основных фондов, тыс.руб.,

O_c – стоимость оборотных средств, тыс.руб.

$$2. \quad \Phi = \text{РП} / \Phi_o = 64800000 / 3499352 = 18,51 \text{ руб.}, \quad (5.11)$$

где Φ – фондоотдача, руб.,

РП – реализованная продукция, тыс.руб.,

Φ_o – стоимость основных фондов, тыс.руб.

$$3. \quad \text{ПТр} = \text{РП} / \text{Ч} = 64800000 / 51 = 1270588,23 \text{ руб.}, \quad (5.12)$$

Где ПТр – производительность труда, руб.,

РП – реализованная продукция, тыс.руб.,

Ч – общая численность персонала, чел.

$$4. З = С / РП = 63870503,739746 / 64800000 = 0,98 \text{ руб.}, \quad (5.13)$$

где З – затраты на рубль товарной (реализованной) продукции, руб.,

С – полная себестоимость продукции, тыс.руб.,

РП – реализованная продукция, тыс.руб.

$$5. \text{Ток} = \Phi_0 / \text{Пр} = 3499352 / 743597,0082032 = 4,7 \text{ лет}, \quad (5.14)$$

где Ток – срок окупаемости предприятия, лет,

Φ_0 – полная стоимость основных фондов, тыс.руб.,

Пр – прибыль от реализации продукции за вычетом налога на прибыль (20%), тыс.руб.

После расчёта показателей эффективности составляется общая таблица показателей. (таб. 5.16)

Таблица 5.16– Основные экономические показатели

Наименование	Показатели
1. Годовой выпуск продукции:	
а) в натуральном измерении (т, шт., м.кв. и т.д.)	10800000
б) в денежном измерении, тыс.руб.	64800000
2. Численность персонала:	
а) всего	51
б) рабочих	45
3. Производительность труда, тыс.руб.	1270588,23
4. Себестоимость единицы продукции, руб.	5913,9355
5. Себестоимость годового выпуска, тыс.руб.	63870503,739746
6. Стоимость основных фондов, тыс.руб.	3499352

Окончание таблицы 5.16

Наименование	Показатели
8. Затраты на рубль товарной продукции, руб.	0,98
9. Прибыль от реализации, тыс.руб.	929496,260254
10. Рентабельность производства, %	24,14
11. Срок окупаемости предприятия, лет	4,7

Вывод: Срок окупаемости предприятия равен 4,7 лет, что является экономически оправданным, поскольку нормативный срок окупаемости не должен превышать для крупных химических производств более 15 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы, руководствуясь материалами типовых, повторно применяемых и индивидуальных проектов технологических установок, данными научно – исследовательских институтов, на основании свойств Ванкорской нефти, был разработан проект установки подготовки , производительностью 10.8 млн. тонн в год.

В процессе расчета был составлен материальный баланс предприятия по топливному варианту с глубокой переработкой нефти, в котором увязываются между собой выбранные установки. Также составлена схема материальных потоков, определено количество и качество товарной продукции. Представлена технологическая схема установки, рассчитано и подобранно основное технологическое оборудование (пробкоуловитель, путевой подогреватель, дегазатор, электрокоагулятор, резервуар РВС-20000 и печь ПТБ-10Э).

Все необходимые расчеты изложены в пояснительной записке, а чертежи – на графических листах.

В проекте использованы новые разработки по повышению производительности труда, повышению качества продукции, улучшению экологичности и безопасности производства.

Рентабельность производства составляет 24,14%, срок окупаемости 4,7 года, таким образом, вложенные средства вернутся за короткий промежуток времени.

Руководствуясь всеми представленными выше показателями экономической целесообразности производства, можно говорить о том, что установка подготовки нефти имеет полное право на проектирование и внедрение.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник нефтепереработчика: Справочник/ Под ред. Г.А. Ласточкина, Е.Д. Радченко и М.Г. Рудина. – Л.: «Химия», 1986. – 648 с., ил.
2. Кузнецов А.А., Кагерманов С.М., Судаков Е.Н. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности. Изд. 2-е, пер. и доп. Л., «Химия», 1974. - 344 с.
3. Технологический регламент комбинированной установки ЛК-6УС. Секция 200 - Каталитический риформинг с предварительной гидроочисткой. ООО «Ленгипронефтехим», 2010.
4. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. — 677 с: ил.
5. Концерн «Метран». Номенклатурный каталог. – Челябинск, 2010.
6. Правила устройства электроустановок - М: издательство «НЦ ЭНАС», 2002.- 170 с.
7. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
8. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. - С-Пб.: типография «Авангард», 2003- 38 с.
10. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. - М.; Госкомсанэпиднадзор России, 2001 .-25 с.
11. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование /Госстрой России.- М: ГУП ЦПП, 2003.-70 с.
12. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и

наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

13. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

14. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

15. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013

16. ГОСТ 12.1.030-81* ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. С изм.№1 от 07.1987 г.

17. Правила устройства электроустановок - М: издательство «НЦ ЭНАС», 2002.- 170 с.

18. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».

19. Экологический паспорт ОАО «АНПЗ ВНК» – 1991г.

20. СНиП 2.04.02-2002 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения Госстрой России -М.: ГУП ЦПП, 2002.-159 с. С изм №1 от 01.1986 попр. -2002.

21. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.

22. СНиП 23-05-2003 Естественное и искусственное освещение./ Госстрой России. - М: ГУП ЦПП. 2003.- 50 с.

23. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».

24. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. - СПб.: типография «Авангард», 2003- 38 с.

25. Экологический паспорт ОАО «АНПЗ ВНК» – 1991г.

26. Экономика предприятия: Учебник [Текст] / Н.А.Сафронов [и др.]. – М: «Юристъ», 1998. – 584с.

27. Экономика предприятия: Учебник для вузов [Текст] / В.Я. Горфинкель, В.А. Швандар [и др.]. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ – ДАНА, 2001. – 718с.

28. Экономика предприятия: Учеб. пособие [Текст] / И.В. Сергеев [и др.] – М. Финансы и статистика, 2003. – 304с.